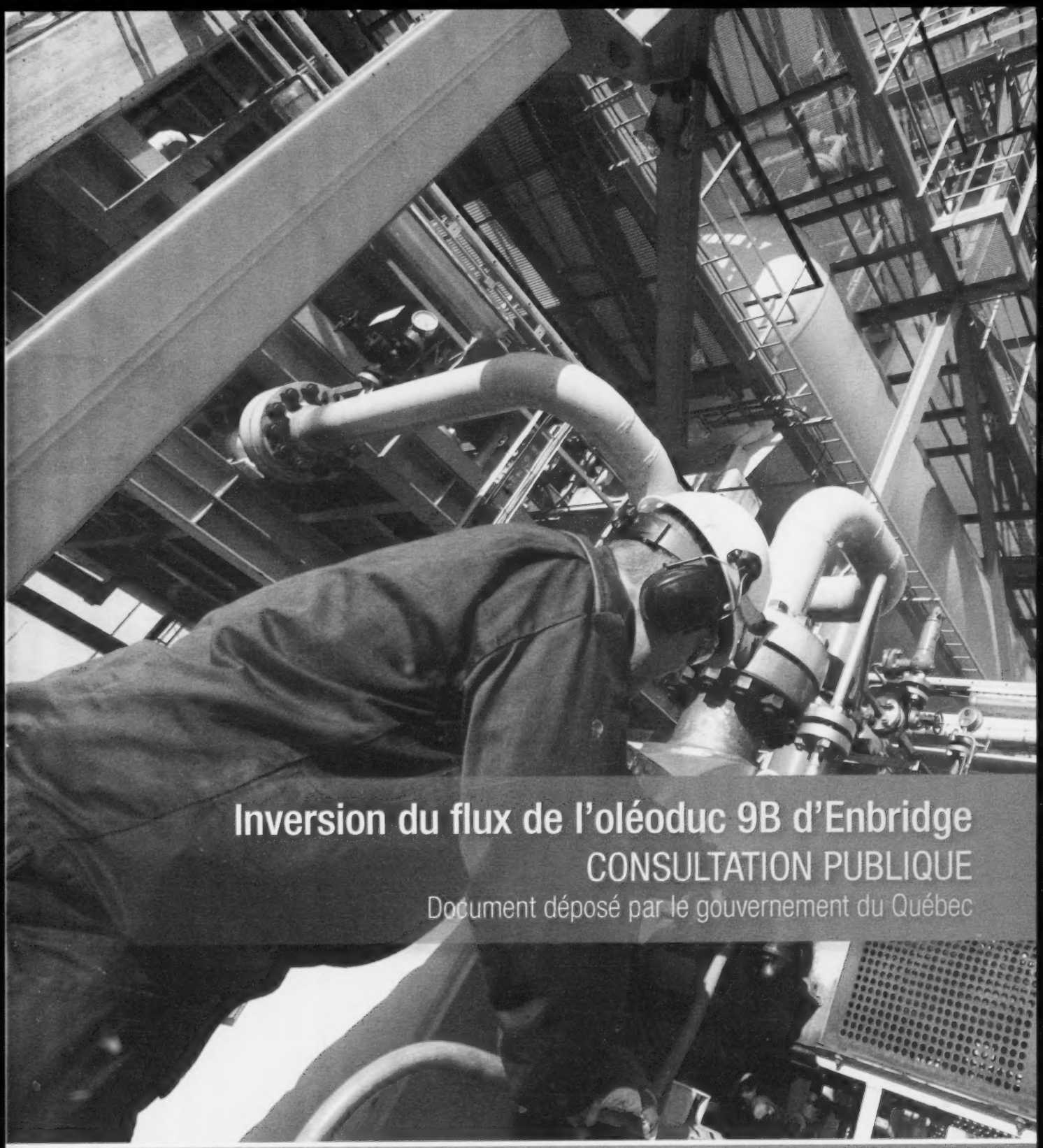


Inversion du flux de l'oléoduc 9B d'Enbridge

CONSULTATION PUBLIQUE

Document déposé par le gouvernement du Québec

UN QUÉBEC POUR TOUS

Québec

Inversion du flux de l'oléoduc 9B d'Enbridge

Consultation publique

Document déposé par le gouvernement du Québec

Dépôt légal 2013
ISBN 978-2-550-69147-1 (version imprimée)
ISBN 978-2-550-69148-8 (version électronique)

TABLE DES MATIÈRES

Introduction **1**

1. L'approvisionnement des raffineries québécoises et l'oléoduc Sarnia-Montréal **7**

1.1 Les raisons de l'inversion de l'oléoduc Sarnia-Montréal 9

1.2 L'approvisionnement des raffineries québécoises 17

1.3 Un historique de l'utilisation de l'oléoduc Sarnia-Montréal 29

2. Les priorités du Québec **33**

2.1 Les bénéfices économiques anticipés 35

2.2 Une condition essentielle : la sécurité de l'inversion et de l'exploitation 43

2.3 La minimisation des effets environnementaux et socioéconomiques potentiels du projet 51

Conclusion **57**

ANNEXE 1 : L'audience publique de l'Office national de l'énergie concernant le projet Enbridge **59**

ANNEXE 2 : Conditions éventuelles auxquelles l'Office national de l'énergie pourrait soumettre le projet Enbridge **61**

ANNEXE 3 : Plaidoirie déposée par le gouvernement de l'Ontario devant l'Office national de l'énergie à l'occasion de l'audience publique concernant le projet Enbridge **63**

Liste des graphiques

GRAPHIQUE 1	Production de pétrole de schiste aux États-Unis	10
GRAPHIQUE 2	Production pétrolière des grands producteurs mondiaux	11
GRAPHIQUE 3	Consommation finale d'énergie au Québec, 2010	17
GRAPHIQUE 4	Consommation finale de produits pétroliers par secteur d'activité, 2010	18
GRAPHIQUE 5	Répartition de la consommation finale de produits pétroliers énergétiques, 2010	19
GRAPHIQUE 6	Sources d'approvisionnement en pétrole brut du Québec, 1985	20
GRAPHIQUE 7	Sources d'approvisionnement en pétrole brut du Québec, 2011	20
GRAPHIQUE 8	Répartition géographique de la capacité de raffinage dans l'est du Canada, 1984 à 2012	22
GRAPHIQUE 9	Capacité de raffinage du pétrole au Québec, 2013	23
GRAPHIQUE 10	Balance commerciale et importations internationales de pétrole brut, 1997 à 2012	26
GRAPHIQUE 11	Pourcentage d'accidents de pipelines au Canada par quantité de carburant (pétrole et gaz naturel) déversé, 2003-2012	30
GRAPHIQUE 12	Pétrole et mazout transporté par train au Canada, 2005 à 2013	32
GRAPHIQUE 13	Évolution des prix du pétrole de type BRENT et WTI	36
GRAPHIQUE 14	Perspectives du secteur privé pour les écarts BRENT et WTI	37

Liste des tableaux

TABLEAU 1 Historique des incidents répertoriés sur la canalisation 9B, 1978 à 2013, selon la compagnie Enbridge 29

TABLEAU 2 Écart entre les coûts d'acquisition du pétrole brut 35

TABLEAU 3 Importation de pétrole brut du Québec 40

Liste des illustrations

ILLUSTRATION 1	La canalisation 9 de la compagnie Enbridge	5
ILLUSTRATION 2	Consommation de pétrole par les raffineries du Canada et des États-Unis en 2012	12
ILLUSTRATION 3	Le réseau d'oléoducs en Amérique du Nord	13

INTRODUCTION

La compagnie Pipelines Enbridge inc. (Enbridge) a entrepris une série de démarches afin d'inverser le flux de l'oléoduc Sarnia-Montréal (canalisation 9), dont elle est propriétaire.

À cette fin, Enbridge a déposé, en août 2011, devant l'Office national de l'énergie (Office) une demande portant sur la canalisation 9A allant de Sarnia au poste de North Westover (près de Hamilton), en Ontario. Cette demande a été approuvée par l'Office en juillet 2012.

La compagnie Enbridge souhaite maintenant obtenir les autorisations nécessaires pour inverser le flux de la canalisation 9B, allant de North Westover à Montréal.

❑ L'objectif de l'inversion de la canalisation 9B

L'objectif de l'inversion de la canalisation 9B est de faire en sorte que l'oléoduc puisse amener au Québec du pétrole provenant de l'Ouest canadien ainsi que du Midwest américain.

La compagnie Enbridge vise également à accroître la capacité de la canalisation 9, ce qui serait obtenu sans modification physique de l'infrastructure elle-même.

❑ Respecter les trois principes énoncés par le Québec

Au Québec, la canalisation 9B traverse les régions des Laurentides, de Lanaudière, de Laval et de Montréal.

Le gouvernement du Québec entend jouer un rôle actif pour s'assurer que ce projet respecte les trois principes qu'il s'est engagé à appliquer dans sa gestion de la filière pétrole, soit :

— assurer la sécurité des personnes;

— protéger l'environnement;

— dégager des bénéfices économiques pour tous les Québécois.

❑ La juridiction de l'Office national de l'énergie

L'oléoduc Sarnia-Montréal est une canalisation interprovinciale. Le projet Enbridge est donc soumis à la juridiction de l'Office national de l'énergie.

Le projet Enbridge doit respecter les normes établies par l'Office national de l'énergie en ce qui a trait à l'intégrité du pipeline, à son exploitation, à la protection de l'environnement, à la sécurité publique et à tout autre aspect qui relève de cet organisme en vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie.

Les travaux de l'Office national de l'énergie sont en cours. Une décision de l'Office est attendue pour le début de 2014.

❑ La consultation publique annoncée par le Québec

Le ministre du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs, M. Yves-François Blanchet, a annoncé que le gouvernement du Québec tiendrait une consultation publique pour permettre aux citoyens, aux différents groupes et aux entreprises de donner leur avis sur ce projet et ses impacts potentiels sur les plans de l'économie, de la sécurité et de l'environnement.

Plus précisément, cette consultation vise à permettre aux personnes et aux organismes intéressés d'émettre des commentaires et des recommandations quant à la mise en œuvre, dans le cadre de ce dossier, des trois principes retenus par le gouvernement dans sa gestion de la filière pétrole, et touchant respectivement à la sécurité des personnes, à la protection de l'environnement et aux bénéfices économiques dégagés pour tous les Québécois.

❑ Le document déposé par le gouvernement

Le présent document sert de base à la consultation publique organisée par le Québec sur ce dossier, en complément des travaux effectués par l'Office national de l'énergie.

Ce document a bénéficié des travaux effectués dans le cadre du Comité conjoint Québec-Alberta sur l'accès aux ressources pétrolières nord-américaines. La première ministre du Québec, M^me^ Pauline Marois, avait annoncé la formation de ce comité en marge du Conseil de la fédération tenu le 23 novembre 2012 à Halifax.

De plus, des informations déposées en preuve à l'Office national de l'énergie ont également été utilisées, afin de préciser certaines obligations des entreprises de transport par pipeline.

Le document gouvernemental concernant l'inversion de la canalisation 9B d'Enbridge est articulé en deux parties :

— Dans la <u>première partie</u>, le gouvernement présente les principales informations disponibles concernant **l'approvisionnement des raffineries québécoises et l'oléoduc Sarnia-Montréal**, en traitant successivement :

  — des raisons ayant conduit à la demande d'inversion de l'oléoduc;

  — des conditions actuelles d'approvisionnement des raffineries québécoises;

  — un historique de l'utilisation de l'oléoduc depuis 1976.

— Dans la <u>deuxième partie</u>, le gouvernement aborde **les priorités du Québec** dans ce dossier, soit :

  — les bénéfices économiques anticipés;

  — la sécurité de l'inversion et de l'exploitation;

  — la minimisation des effets environnementaux et socioéconomiques potentiels du projet.

Le document comprend trois annexes :

— l'annexe 1 présente les principales informations ayant trait à **l'audience publique de l'Office national de l'énergie concernant le projet Enbridge**;

— l'annexe 2 reproduit les **conditions éventuelles auxquelles l'Office national de l'énergie pourrait soumettre le projet Enbridge**;

— l'annexe 3 rend compte de la **plaidoirie déposée par le gouvernement de l'Ontario devant l'Office national de l'énergie à l'occasion de l'audience publique concernant le projet Enbridge**.

Pour le gouvernement, il importe avant tout que toutes les parties intéressées et tous les citoyens disposent de l'information nécessaire pour participer de façon constructive à la discussion en cours.

La demande déposée en novembre 2012 par la compagnie Enbridge

Le 29 novembre 2012, la compagnie Enbridge a déposé une demande à l'Office national de l'énergie concernant la modification des conditions d'opération de la canalisation 9, transportant du pétrole entre l'Ontario et le Québec.

Cette proposition a pour but d'alimenter l'industrie québécoise du raffinage en pétrole nord-américain.

Le contenu de la demande d'Enbridge

La demande comprend un volet principal :

- le renversement du flux de la canalisation 9B, reliant North Westover, en Ontario, à Montréal, le flux d'écoulement retournant ainsi à son sens original, qui avait été inversé en 1999.

La demande comprend également deux autres volets :

- l'accroissement de la capacité de l'ensemble de la canalisation 9, reliant Sarnia à Montréal, de 240 000 à 300 000 barils par jour;
- la révision du tarif et des conditions de service pour la canalisation 9 afin de permettre le transport de pétrole brut lourd.

Cette demande complète la demande d'inversion de la canalisation 9A reliant Sarnia à North Westover, approuvée par l'Office national de l'énergie le 27 juillet 2012.

Pour ce qui est de l'accroissement de la capacité de la canalisation 9, elle n'implique aucune modification physique de l'infrastructure principale – la compagnie prévoyant des modifications aux installations connexes.

Sous réserve de l'obtention des approbations requises, Enbridge entreprendrait les travaux nécessaires à l'inversion de la canalisation 9B au premier trimestre 2014, en visant sa mise en service au dernier trimestre de 2014. La capacité de la canalisation 9 serait augmentée à la même date.

Quelques éléments à retenir

La canalisation 9B, dont la portion québécoise est de 109 kilomètres sur un total de 639 kilomètres, est une infrastructure existante et actuellement sous-utilisée.

Le volume de transport prévu pourra combler en grande partie la consommation pétrolière du Québec soit 354 445 barils par jour en 2012. Il est néanmoins inférieur à la capacité de raffinage du Québec, qui est actuellement de 402 000 barils par jour. Cela signifie qu'une fois l'oléoduc inversé, une partie du pétrole brut acheté par les raffineries québécoises serait encore acheminée par d'autres voies.

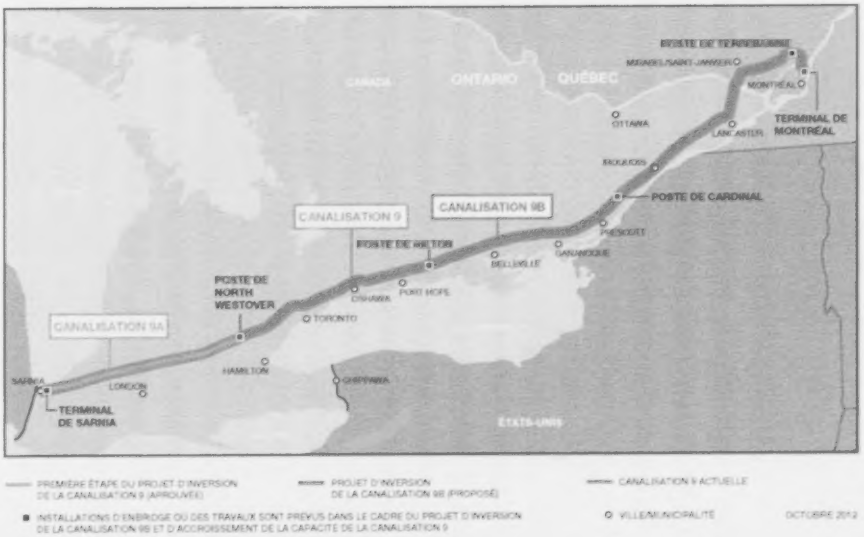
Le projet ne signifie pas non plus que l'oléoduc ne serait pas une nouvelle fois inversé, à un horizon indéterminé. Une telle éventualité ne doit pas être écartée, si les conditions sur le marché pétrolier international et nord-américain changeaient de nouveau.

La demande d'Enbridge a pour objet de rétablir le sens d'écoulement original de l'oléoduc. En 1997, lors de l'audience de l'Office national de l'énergie sur le précédent renversement, le gouvernement du Québec avait d'ailleurs explicitement demandé que l'on soit en mesure de rétablir le sens d'écoulement original de l'oléoduc 9, si les conditions du marché le justifiaient.

La canalisation 9 de la compagnie Enbridge

ILLUSTRATION 1

La canalisation 9 de la compagnie Enbridge



Source : Enbridge.

L'encadrement de l'inversion de l'oléoduc 9B par l'Office national de l'énergie

L'Office national de l'énergie réglemente les aspects internationaux et interprovinciaux dans les secteurs du pétrole, du gaz et de l'électricité.

L'Office national de l'énergie a comme mandat de réglementer, dans l'intérêt public, les pipelines interprovinciaux et internationaux, la mise en valeur des ressources énergétiques et le commerce de l'énergie. Il a donc la compétence pour examiner en vue de son approbation le renversement du flux de la canalisation 9B, étant donné qu'il s'agit d'un oléoduc interprovincial. L'Office national de l'énergie peut exiger des conditions particulières, dans l'intérêt du public, afin d'autoriser le projet.

Le projet d'Enbridge doit se soumettre aux normes établies par l'Office national de l'énergie en ce qui a trait à l'intégrité de la conduite, son exploitation, la protection de l'environnement, la sécurité publique et tout autre aspect qui relève de cet organisme en vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie.

Les changements récents apportés au processus décisionnel

Des changements viennent d'être apportés par le gouvernement fédéral à la Loi sur l'Office national de l'énergie, dans le cadre de la Loi sur l'emploi, la croissance et la prospérité durable (issue du projet de loi C-38). Un de ces changements touche le processus décisionnel à l'égard des certificats (pipeliniers) délivrés en vertu de l'article 52 de la Loi sur l'Office national de l'énergie.

Auparavant, l'Office rendait sa décision de délivrer un certificat pour un projet, et cette décision devait être agréée par le Gouverneur en conseil. Si l'Office rejetait une demande de certificat, cette décision était finale et ne nécessitait aucun autre examen.

Maintenant, dans les deux cas, la décision doit passer par le Gouverneur en conseil. Le rapport de l'Office sur un projet donné comprend les conditions dont devra s'assortir tout certificat au moment de sa délivrance. Le Gouverneur en conseil peut renvoyer à l'Office le document d'approbation ou de rejet, ou encore les conditions qui y sont greffées, mais la décision finale appartient à l'Office quant à sa recommandation ainsi qu'aux conditions connexes.

Le processus d'examen de l'Office national de l'énergie

Dans le cadre de son mandat, l'Office national de l'énergie reçoit des demandes pour examiner des projets reliés à ses champs de compétence, en vue de leur approbation. Afin de recueillir les renseignements dont il a besoin pour rendre une décision et de permettre aux personnes intéressées de s'exprimer, l'Office national de l'énergie tient des audiences publiques pour les projets d'envergure.

Pour s'assurer que ses exigences en matière d'ingénierie, de sécurité et d'environnement sont respectées, l'Office national de l'énergie mène des vérifications ainsi que des inspections des travaux de construction et des activités d'exploitation des pipelines.

Depuis février 1987, les inspecteurs de l'Office sont aussi chargés d'appliquer la partie II du Code canadien du travail concernant la sécurité et la santé des travailleurs pipeliniers sur le terrain.

À la suite du dépôt de la demande d'Enbridge concernant l'inversion de la ligne 9B, l'Office national de l'énergie a annoncé la tenue d'une audience publique, comprenant un volet consacré à la preuve écrite et une plaidoirie finale orale ou écrite sur le projet. À cette fin, il a été demandé à la compagnie de fournir une évaluation des impacts environnementaux et socioéconomiques du projet et des mesures d'atténuation s'y rattachant, ainsi qu'une évaluation technique de la ligne 9B, fournissant des détails sur l'intégrité et la sécurité de tout le pipeline.

1. L'APPROVISIONNEMENT DES RAFFINERIES QUÉBÉCOISES ET L'OLÉODUC SARNIA-MONTRÉAL

La première partie du document déposé par le gouvernement présente les principales informations disponibles concernant l'approvisionnement des raffineries québécoises et l'oléoduc Sarnia-Montréal.

Dans cette première partie, on aborde successivement :

— les raisons ayant conduit à la demande d'inversion de l'oléoduc;

— les conditions actuelles d'approvisionnement des raffineries québécoises;

— un historique de l'utilisation de l'oléoduc Sarnia-Montréal.

1.1 Les raisons de l'inversion de l'oléoduc Sarnia-Montréal

La canalisation 9 de la compagnie Enbridge a été construite à la suite du choc pétrolier des années 1970, afin de transporter le pétrole de l'Ouest canadien vers le Québec et d'assurer ainsi la sécurité de l'approvisionnement des raffineries de l'Est du Canada.

❑ 1976-1999 : un accès au pétrole de l'Ouest canadien

En mai 1975, l'Office national de l'énergie autorisait la construction de l'oléoduc Sarnia-Montréal. L'oléoduc 9 entre Sarnia et Montréal était mis en service en juin 1976.

De 1976 à 1998, soit pendant 21 ans, le Québec a eu accès au pétrole de l'Ouest canadien grâce à la canalisation 9.

❑ 1999 : une première inversion de la canalisation 9

Au milieu des années 1990, le prix du pétrole international est redevenu plus avantageux que celui extrait en Amérique du Nord, en raison :

— de l'accroissement de la production des pays membres de l'OPEP;

— d'une appréciation marquée du dollar américain;

— des coûts d'exploitation plus faibles du pétrole mondial, par rapport aux coûts d'exploitation du pétrole nord-américain.

En mai 1997, Interprovincial Pipe Line inc. (aujourd'hui Enbridge) a déposé une demande à l'Office national de l'énergie afin de renverser la canalisation entre Montréal et Sarnia.

— Le gouvernement du Québec a présenté sa plaidoirie finale à l'Office national de l'énergie le 10 septembre 1997, concernant le projet d'inversion de la canalisation 9. Dans cette plaidoirie, le gouvernement du Québec a accordé son appui à la demande de renversement présentée par International Pipe Line inc.

— Le Québec a cependant fait part aux membres de l'Office de ses préoccupations quant à sa sécurité d'approvisionnement en pétrole brut et à la viabilité à long terme de son centre montréalais de raffinage et de pétrochimie. Il a également demandé que l'on soit en mesure de rétablir le sens d'écoulement de la canalisation 9 dans un court délai, si les conditions le justifiaient.

En décembre 1997, l'Office national de l'énergie a autorisé le projet de renversement. La canalisation 9 renversée est entrée en service en 1999.

❑ La situation depuis 1999

Cette inversion de la canalisation 9 a eu pour effet de supprimer l'accès au pétrole brut de l'Ouest canadien dont bénéficiaient les raffineries de Montréal et certaines raffineries de l'Ontario, situées hors du complexe de Sarnia.

À partir de cette inversion, les raffineries de Montréal et les raffineries concernées de l'Ontario ont été approvisionnées en pétrole brut provenant d'outre-mer.

Depuis 1999, le pétrole approvisionnant ces raffineries a été transporté par oléoduc de Portland au Maine jusqu'à Montréal (Pipes-lines Portland Montréal Limitée) et ensuite vers Sarnia, via la canalisation 9 d'Enbridge.

La canalisation 9 d'Enbridge est donc entièrement utilisée pour transporter du pétrole brut provenant du marché mondial vers les raffineries du centre de l'Ontario.

❑ Les nouvelles réalités pétrolières en Amérique du Nord et dans le monde

Au cours des cinq dernières années, la situation pétrolière en Amérique du Nord s'est profondément transformée. Ces transformations ont un impact direct sur le marché pétrolier international.

■ Un retournement complet du marché pétrolier aux États-Unis

On assiste en fait à un retournement complet du marché pétrolier aux États-Unis, avec une augmentation très rapide et d'une très grande ampleur de la production locale.

De nouvelles technologies – les techniques de forage horizontal, combinées à la fracturation hydraulique – ont été mises au point, permettant d'extraire du pétrole à partir d'un type de roche appelé « schiste ».

— Depuis 2008, la production pétrolière des États-Unis a augmenté de près de 30 %.

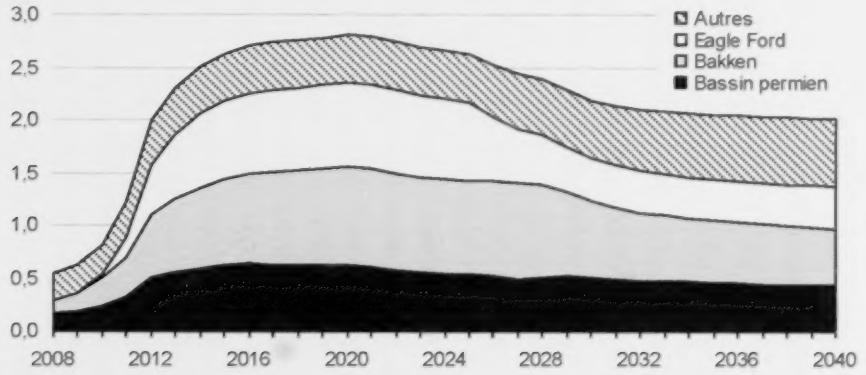
— D'ici 2020, selon l'U.S. Energy Information Administration, la production pétrolière américaine devrait croître, toutes proportions gardées, près de quatre fois plus rapidement que celle des pays de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP).

Cette augmentation de la production est attribuable à la croissance des quantités de pétrole extrait de manière non conventionnelle, notamment dans les formations Bakken au Dakota du Nord et Eagle Ford au Texas.

GRAPHIQUE 1

Production de pétrole de schiste aux États-Unis

(en millions de barils par jour)



Source : U.S. Energy Information Administration.

En raison de cette croissance très rapide de la production intérieure, les États-Unis se dirigent vers l'autosuffisance énergétique.

Selon l'U.S. Energy Information Administration, les États-Unis seront le plus important producteur d'hydrocarbures en 2013, dépassant alors la Russie et l'Arabie Saoudite.

■ Au Canada : l'exploitation des sables bitumineux

Au Canada, l'exploitation des sables bitumineux entraîne également une augmentation rapide de la production de pétrole.

Le Canada est actuellement un joueur important du secteur pétrolier mondial, avec une production de 3,2 millions de barils par jour en 2012. Le Canada est le sixième producteur de pétrole dans le monde, selon la U.S. Energy Information Administration.

À ce jour, les réserves canadiennes de pétrole exploitables sont évaluées comme étant parmi les plus importantes au monde. Elles se comparent à celles de l'Arabie Saoudite et du Venezuela.

Selon les estimations de l'Association canadienne des producteurs pétroliers, la production canadienne devrait doubler au cours des vingt prochaines années. Cette croissance proviendrait essentiellement de l'exploitation des sables bitumineux.

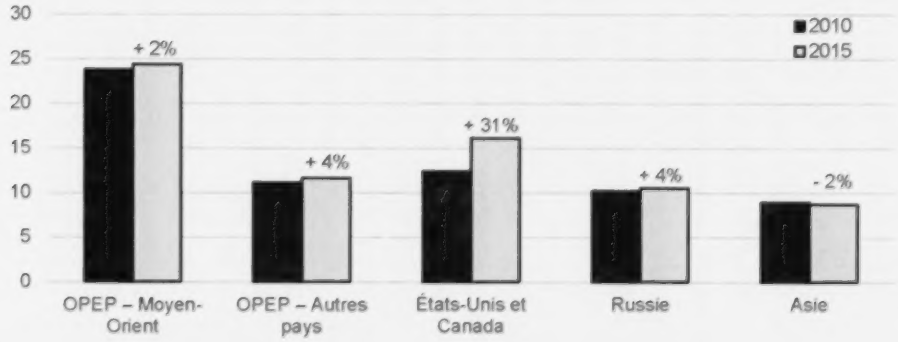
Selon le scénario de référence de l'Office national de l'énergie publié en novembre 2011, les exportations canadiennes de pétrole passeraient de 1,9 million de barils par jour en 2010 à 3,5 millions de barils par jour en 2020.

■ L'augmentation de la production de pétrole brut en Amérique du Nord

Globalement, pour la période 2010-2015, on prévoit une augmentation de la production de pétrole brut en Amérique du Nord de 31 %.

GRAPHIQUE 2

Production pétrolière des grands producteurs mondiaux
(en millions de barils par jour et variation en pourcentage)



Source : U.S. Energy Information Administration.

■ L'impact sur l'approvisionnement en Amérique du Nord

L'approvisionnement en pétrole de l'Amérique du Nord évolue ainsi très rapidement.

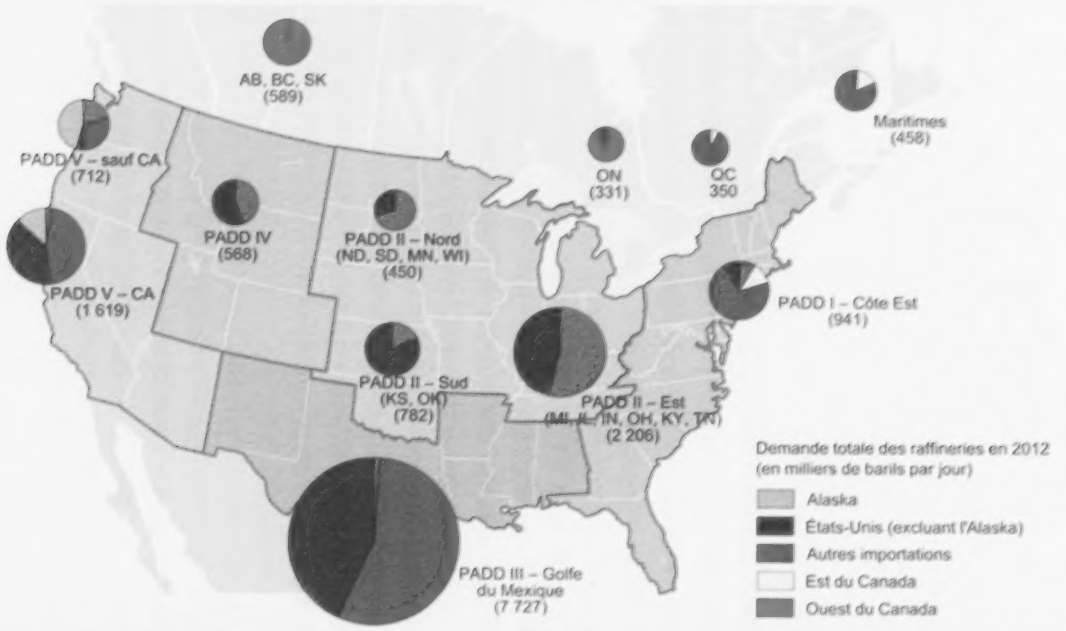
— En 2012, les raffineries du centre des États-Unis, du centre du Canada et de l'Ouest du Canada étaient presque exclusivement approvisionnées de pétrole produit en Amérique du Nord.

— Par contre, les raffineries de l'Est du Canada, de la côte Est des États-Unis, du Sud et de l'Ouest américain s'approvisionnaient principalement en pétrole provenant du marché mondial.

La carte suivante illustre les sources d'approvisionnement des raffineries en Amérique du Nord.

ILLUSTRATION 2

Consommation de pétrole par les raffineries du Canada et des États-Unis en 2012
(en milliers de barils par jour)



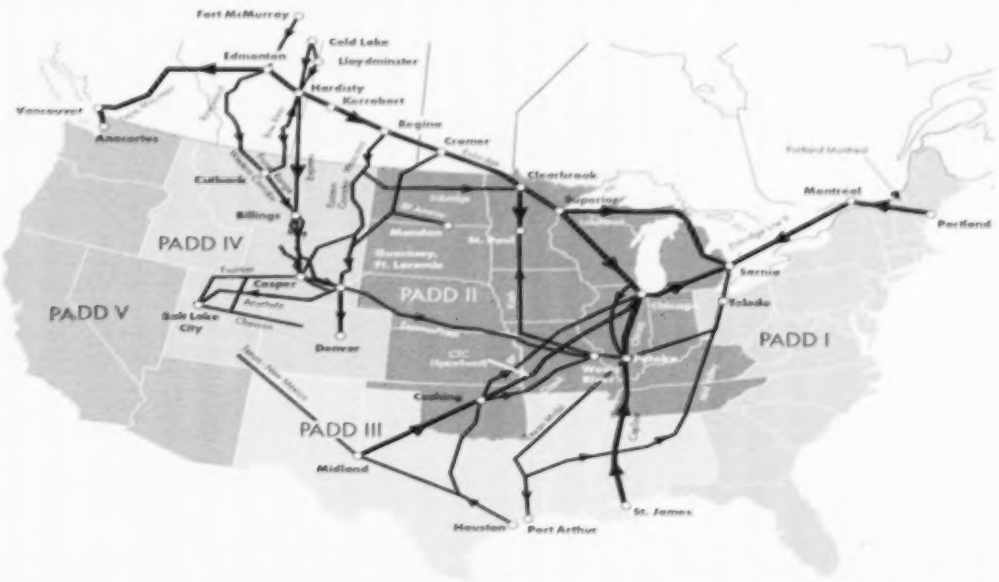
Note : PADD signifie « Petroleum Administration for Defense Districts ». Division territoriale des États-Unis utilisée pour les statistiques concernant les produits pétroliers.
Source : Association canadienne des producteurs pétroliers.

Cependant, le réseau d'oléoducs actuel en Amérique du Nord sert principalement à acheminer le pétrole extrait dans le nord du continent vers le sud des États-Unis, où est localisée près de la moitié de la capacité de raffinage américaine.

Les régions côtières, encore approvisionnées en pétrole d'outre-mer, ont un réseau d'oléoducs moins développé.

ILLUSTRATION 3

Le réseau d'oléoducs en Amérique du Nord



Source : Office national de l'énergie.

■ Les conséquences sur le niveau des prix

L'abondance de pétrole en Amérique du Nord a un impact direct sur les prix.

— Avant l'année 2010, le prix du baril de pétrole nord-américain était généralement similaire à celui du reste du monde.

— Pour une qualité comparable, ce prix est actuellement inférieur à celui qui prévaut sur les marchés internationaux. En septembre 2013, le coût du baril de pétrole en Amérique du nord (WTI) était d'environ 106 $ contre 111 $ (en dollars américains) pour le pétrole importé d'outremer (Brent).

■ Une nouvelle dynamique

Il est maintenant plus attrayant pour les raffineurs nord-américains de s'approvisionner en pétrole brut extrait localement. Cette nouvelle dynamique s'impose graduellement à l'ensemble des centres de raffinage.

Les raffineurs nord-américains approvisionnés jusqu'ici en pétrole mondial multiplient les efforts pour avoir accès au pétrole nord-américain, afin d'être placés dans les mêmes conditions de marché que leurs concurrents déjà branchés sur les réseaux de distribution du pétrole américain ou canadien.

— Les raffineries de l'Est du Canada sont actuellement placées dans une situation difficile. Elles sont confrontées à la concurrence des raffineries nord-américaines qui ont accès à un pétrole moins cher.

— Les raffineries de l'Est du Canada subissent également la concurrence de super-raffineries installées principalement en Asie, ciblant de plus en plus le marché nord-américain.

❑ Le transport du pétrole albertain

Les réserves de pétrole du Canada sont en grande partie enclavées. La principale province productrice de pétrole au Canada, l'Alberta, n'a aucun accès direct à la mer.

Les principaux projets de construction d'oléoducs actuellement projetés sont les suivants :

— le projet de pipeline Keystone XL de TransCanada vers le sud ;

— le projet Northern Gateway d'Enbridge vers la côte Ouest ;

— le projet Oléoduc Énergie Est de TransCanada vers l'est.

L'inversion de la section 9A de la canalisation 9 d'Enbridge a été autorisée par l'Office national de l'énergie en juillet 2012.

❑ L'inversion de l'oléoduc Sarnia-Montréal : une condition à son utilisation dans l'avenir

Lors de l'audience sur le projet de renversement de la canalisation 9, en 1997, le gouvernement du Québec avait demandé que le retour du flux de la canalisation 9 à son sens d'écoulement original puisse se faire dans un court délai, advenant que la situation sur le marché pétrolier le justifie.

— Le Québec faisait référence à une augmentation du prix du pétrole d'outre-mer, ce prix venant à dépasser celui du pétrole brut de l'Ouest canadien pendant une période prolongée.

— Le Québec évoquait également la possibilité que les approvisionnements vers Montréal en provenance du marché mondial soient matériellement perturbés.

Le Québec avait déclaré qu'étant donné que la canalisation 9 avait été conçue à l'origine pour desservir les raffineries québécoises, il ne serait que juste et équitable que cette canalisation soit de nouveau inversée, si l'évolution du marché rendait de nouveau le pétrole brut de l'Ouest économiquement attrayant.

■ La situation actuelle : un contexte anticipé par le Québec en 1997

La situation actuelle est celle-là même que le gouvernement du Québec imaginait en 1997.

— Il existe un écart entre le prix du pétrole brut de l'Ouest canadien et le prix du pétrole brut provenant du marché mondial – le prix du pétrole brut canadien étant moins élevé.

— Globalement, la production de pétrole brut en Amérique du Nord augmente rapidement, faisant en sorte que le pétrole brut provenant du reste du monde verra son importance diminuer rapidement sur le marché nord-américain.

L'inversion de la canalisation 9B entre North Westover et Montréal a pour but de s'adapter à cette tendance de fond, et de compléter ainsi l'inversion déjà autorisée de la canalisation 9A entre Sarnia et North Westover.

1.2 L'approvisionnement des raffineries québécoises

❑ Le pétrole : près de 40 % du bilan énergétique québécois

Le Québec a un portefeuille énergétique diversifié. Le bilan énergétique du Québec est composé d'électricité, de produits pétroliers, de gaz naturel, de biomasse et de charbon.

■ Une contribution équivalente à celle de l'électricité

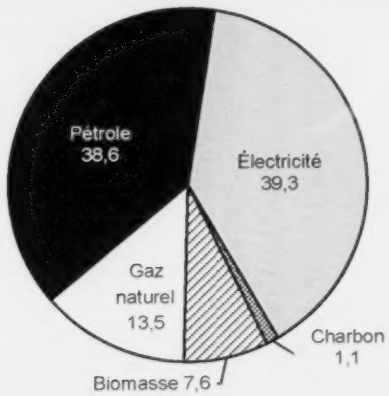
En 2010, l'électricité, issue presque entièrement de sources renouvelables, était la forme d'énergie la plus utilisée au Québec, comptant pour 39,3 % de la consommation totale d'énergie.

Le pétrole constitue la deuxième source d'énergie en importance avec 38,6 % de la consommation finale d'énergie, soit à peu près la même importance relative que l'électricité.

Pour leur part, le gaz naturel et la biomasse représentaient respectivement 13,5 % et 7,6 % de la consommation énergétique totale. Le charbon assurait environ 1,1 % des besoins énergétiques du Québec en 2010.

GRAPHIQUE 3

Consommation finale d'énergie au Québec, 2010
(en pourcentage de la consommation totale d'énergie)



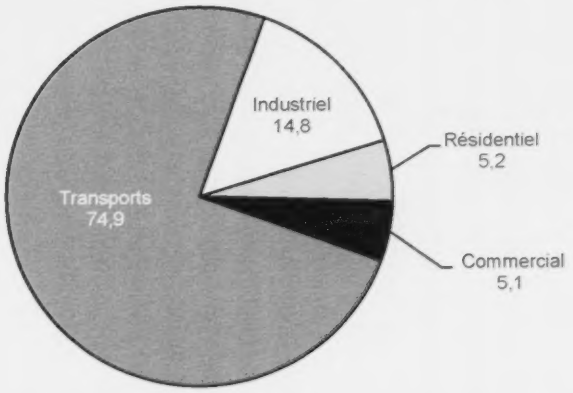
Source : Ministère des Ressources naturelles.

■ Près des trois quarts des produits pétroliers utilisés dans le secteur des transports

Le secteur des transports (transport des personnes et transport des marchandises) représente à lui seul près des trois quarts (74,9 %) de la consommation finale de produits pétroliers au Québec.

GRAPHIQUE 4

Consommation finale de produits pétroliers par secteur d'activité, 2010
(en pourcentage de la consommation finale)



Source : Ministère des Ressources naturelles.

■ La répartition des produits pétroliers dans le bilan énergétique

Toujours en 2010, la répartition des principaux produits pétroliers dans le bilan énergétique du Québec était la suivante :

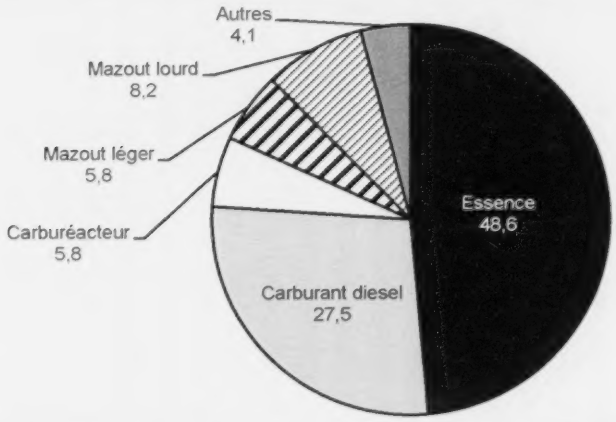
— essence, 48,6 %;

— carburant diésel, 27,5 %;

— mazout lourd, 8,2 %.

GRAPHIQUE 5

Répartition de la consommation finale de produits pétroliers énergétiques, 2010
(en pourcentage)



Source : Ministère des Ressources naturelles.

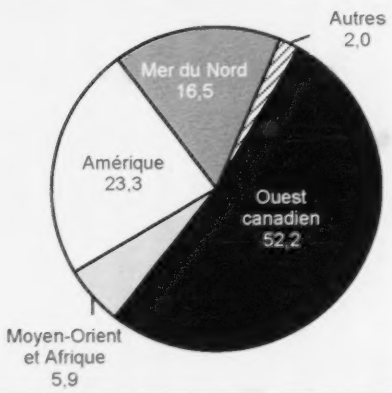
❑ Les sources d'approvisionnement en pétrole brut du Québec

En 2012, le Québec a importé environ 350 000 barils par jour de pétrole brut, qu'il a raffinés en différents produits pétroliers (essence, carburant diesel, mazout, intrants pour l'industrie pétrochimique, etc.).

En 2011, les importations en provenance de l'Algérie représentaient près de 37,6 % du total des importations québécoises de pétrole. Les autres sources d'importation les plus importantes étaient le Kazakhstan (21,5 %), la mer du Nord (15,3 %) et l'Angola (11,0 %).

GRAPHIQUE 6

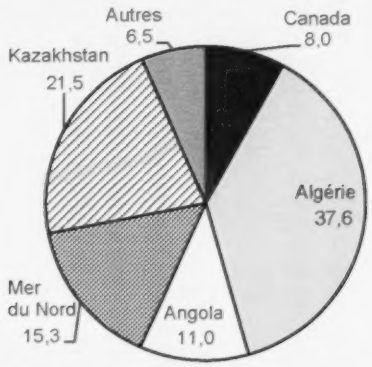
Sources d'approvisionnement en pétrole brut du Québec, 1985
(en pourcentage)



Sources : Ministère des Ressources naturelles et Statistique Canada.

GRAPHIQUE 7

Sources d'approvisionnement en pétrole brut du Québec, 2011
(en pourcentage)



Sources : Ministère des Ressources naturelles et Statistique Canada.

L'Ouest canadien a déjà été la source la plus importante d'approvisionnement. En 1985, le pétrole de l'Ouest canadien représentait 52,2 % des importations de brut du Québec. Il occupe actuellement une place négligeable parmi les fournisseurs de pétrole brut du Québec.

— En 2011, le pétrole importé du Canada représentait 8,0 % des importations québécoises. Il provient principalement de l'Est canadien (Terre-Neuve-et-Labrador).

Le WTI et le Brent

Le WTI

Le WTI (West Texas Intermediate) est un type de pétrole brut produit aux États-Unis. Le WTI est reconnu comme un pétrole brut de grande qualité. Il s'agit d'un brut léger (à faible densité) et doux (à faible teneur en soufre).

Le WTI est utilisé comme standard dans la fixation du prix du brut et comme matière première pour les contrats à terme sur le pétrole auprès du New York Mercantile Exchange (NYMEX). Le WTI sert d'étalon pour établir le prix du pétrole aux États-Unis.

Le Brent

Le Brent est un type de pétrole brut légèrement plus soufré et plus lourd que le type de pétrole brut WTI.

Le pétrole brut de type Brent est utilisé comme référence pour la détermination du prix du pétrole brut en Europe et comme matière première pour les contrats à terme transigés à la Bourse de Londres. Le Brent sert d'étalon pour établir le prix du pétrole en Europe.

Le prix du pétrole importé par le Québec est actuellement similaire à celui du Brent, étant donné sa provenance.

Si le Québec importait son pétrole de l'Ouest canadien, le prix payé serait davantage aligné sur celui du WTI, faisant bénéficier les raffineurs du Québec d'un coût similaire à celui de leurs concurrents nord-américains.

❑ Le secteur québécois du raffinage : deux raffineries encore en activité

Après une réduction survenue durant la période 1982-1986, la capacité de raffinage du Québec a recommencé à croître graduellement, s'appuyant sur des conditions de marché favorables au pétrole importé.

Ce développement s'est arrêté brutalement avec la fin des activités de raffinage de Shell au Québec, le 7 octobre 2010. À la suite de cette fermeture, la capacité de raffinage du Québec a été réduite du quart (24,4 %), passant de 532 000 barils par jour à 402 000 barils par jour. La fermeture de cette raffinerie a occasionné une perte d'environ 500 emplois directs dans l'Est de Montréal.

À l'heure actuelle, deux raffineries sont encore en activité au Québec. Il s'agit :

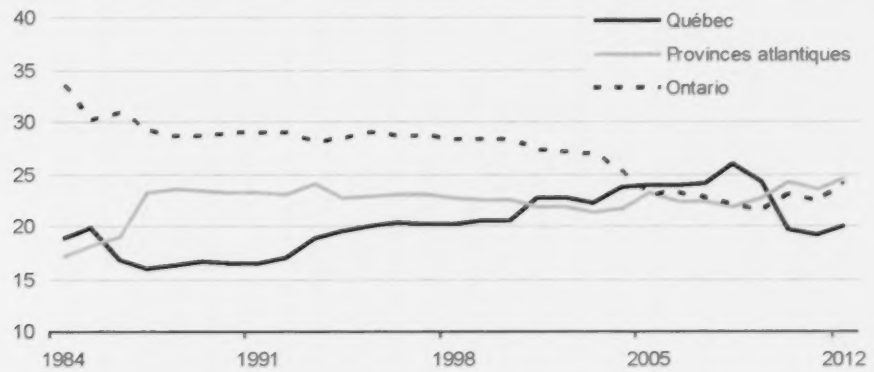
— de la raffinerie de Suncor à Montréal (137 000 barils par jour);

— de la raffinerie de Valero (auparavant nommée Ultramar) à Lévis (265 000 barils par jour).

À la fin de 2012, la part du Québec dans la capacité de raffinage du Canada s'établissait ainsi à 20,0 %, comparativement à 24,1 % pour l'Ontario et 24,6 % pour les provinces de l'Atlantique. La compagnie Imperial Oil a cependant annoncé la fermeture de sa raffinerie de Darmouth, en Nouvelle-Écosse.

GRAPHIQUE 8

Répartition géographique de la capacité de raffinage dans l'est du Canada, 1984 à 2012
(en pourcentage du volume)



Sources : Ministère des Ressources naturelles du Québec et Association canadienne des producteurs pétroliers.

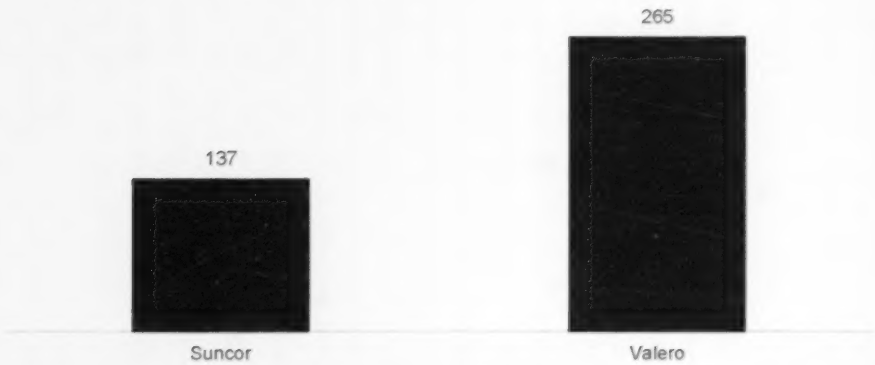
Le Québec est exportateur net de produits pétroliers raffinés.

— La production des raffineries québécoises est supérieure aux besoins du Québec (362 422 barils par jour comparativement à une consommation de 354 445 barils par jour en 2012).

— Les raffineries du Québec approvisionnent le marché québécois ainsi que le marché de l'Est de l'Ontario, notamment la région d'Ottawa, par l'intermédiaire du pipeline Trans-Nord[1].

GRAPHIQUE 9

Capacité de raffinage du pétrole au Québec, 2013
(en milliers de barils par jour)



Sources : Suncor Energy inc. et Énergie Valero inc.

[1] Pipelines Trans-Nord inc., transporte des produits pétroliers raffinés aux centres de distribution du sud de l'Ontario et du Québec. Le pipeline circule d'est en ouest joignant Montréal et Oakville.

❑ Une filière industrielle majeure

Le pétrole joue un rôle majeur dans l'économie québécoise. La ressource pétrolière est la base d'une filière industrielle importante, comprenant les activités de raffinage, dont les produits dérivés approvisionnent plusieurs secteurs stratégiques – telle l'industrie chimique.

Les deux raffineries québécoises emploient directement environ 900 personnes :

— un peu plus de 450 personnes à la raffinerie Suncor;

— un peu moins de 450 personnes à la raffinerie Valero.

Au total, la filière pétrolière (incluant les industries connexes) emploie un peu plus de 51 000 personnes au Québec. Elle assure des exportations de 7 milliards de dollars et contribue pour 8,8 milliards de dollars au PIB du Québec. En 2011, ces industries regroupaient plus de 1 600 établissements et soutenaient une masse salariale de 2,5 milliards de dollars. Ces industries sont en bonne partie concentrées dans l'Est de Montréal.

Elles desservent plusieurs secteurs, tels que :

— les transports (essence et lubrifiants);

— la construction (isolants, adhésifs, profilés);

— l'emballage (pellicules, rembourrage);

— l'aéronautique (composites, peintures et traitements de surface);

— les textiles (fibres synthétiques);

— la production agricole (carburant et engrais).

La grappe industrielle de la pétrochimie de Montréal-Est

L'industrie des produits pétrochimiques se concentre principalement dans l'Est de Montréal. Cette localisation lui permet de bénéficier d'installations intégrées, soit :

- de la proximité de la raffinerie Suncor et du terminal de stockage des produits pétroliers de Valero;
- du port pétrolier de Montréal, qui facilite les livraisons et les expéditions par voie maritime.

Cette localisation permet également aux entreprises pétrochimiques de développer des synergies avec les différents acteurs de la grappe industrielle de l'Est de Montréal et de créer des filières de production intégrées.

C'est le cas, par exemple, de la chaîne de production du polyester, composée d'une chaîne d'entreprises des secteurs de la chimie et de la pétrochimie.

- Suncor, employant un peu plus de 450 personnes, produit du xylène, un hydrocarbure aromatique obtenu à partir du pétrole. Le xylène est utilisé dans plusieurs industries et produits, tels que caoutchouc, cuir, peinture, vernis, diluant pour la peinture, pesticides, carburants pour l'aviation, essence.
- Chimie ParaChem, comptant 67 employés, produit du paraxylène, un hydrocarbure aromatique liquide, utilisé principalement pour la fabrication de fibres polyester. Ces fibres polyester sont une composante des plastiques recyclables, des pellicules photographiques et des textiles. Chimie ParaChem produit environ 6 % du paraxylène de l'Amérique du Nord.
- CEPSA Chimie Montréal est le seul producteur d'acide téréphtalique purifié au Canada, à partir du paraxylène. Cette entreprise, qui fait partie de la grappe industrielle de l'Est de Montréal, emploie 145 personnes et offre des produits destinés entre autres à la fabrication des bouteilles de boissons gazeuses.
- Selenis Canada est l'acteur final de la chaîne de production de polyester à l'Est de Montréal. Elle emploie 70 personnes et produit du polyéthylène téréphtalate. Ce produit a des applications dans la fabrication de bouteilles en plastique recyclable, de fibres textiles, d'emballages alimentaires, de tapis et de films transparents.

Les produits de l'industrie pétrochimique québécoise sont par ailleurs très demandés au Canada et aux États-Unis, les principaux marchés d'exportation de cette industrie.

❑ Un impact majeur sur la balance commerciale du Québec

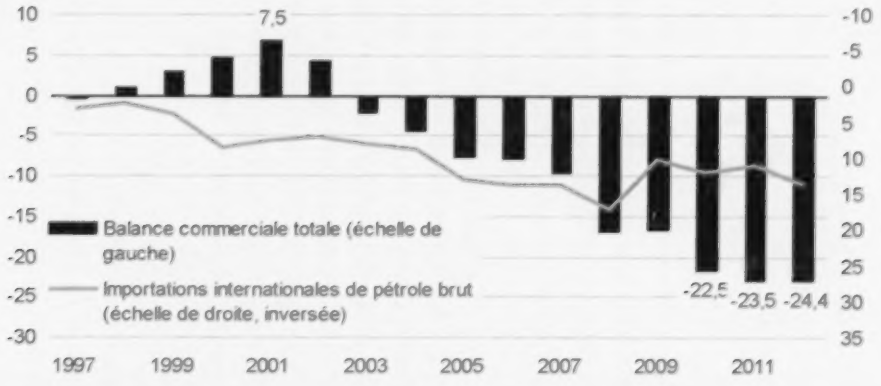
Les prix du pétrole ont fortement augmenté depuis la fin des années 90. Cette hausse pèse lourdement sur le coût des importations du Québec.

La balance commerciale interprovinciale et internationale du Québec est déficitaire depuis 2003. La balance commerciale du Québec est passée d'un excédent de 7,5 milliards de dollars en 2001 à un déficit de 24,4 milliards de dollars en 2012. En 2012, plus de la moitié du déficit commercial provenait des importations internationales de pétrole brut.

Cela représente une importante fuite de capitaux, en grande partie vers les pays d'outre-mer. De plus, la volatilité des prix du pétrole se reflète négativement sur la compétitivité des entreprises et sur les consommateurs.

GRAPHIQUE 10

Balance commerciale et importations internationales de pétrole brut, 1997 à 2012
(en milliards de dollars)



Sources : Institut de la statistique du Québec, Statistique Canada et ministère des Finances et de l'Économie du Québec.

❑ La sécurité des approvisionnements québécois

Plus de 90 % des approvisionnements en pétrole brut du Québec proviennent du marché mondial.

La reprise des importations en provenance de l'Ouest canadien permettrait de diversifier ces approvisionnements, tout en bénéficiant de prix plus avantageux.

— Le Moyen-Orient et l'Afrique sont des régions géopolitiquement instables, exposant les importateurs à un risque d'approvisionnement. Le récent conflit survenu en Libye, l'actuelle guerre civile en Syrie et les troubles persistants en Irak illustrent cette instabilité.

— Le Brent de la mer du Nord, produit dans une région beaucoup plus stable, est cependant affecté par la proximité du Moyen-Orient et de l'Afrique. Son prix est plus volatil que celui du WTI. Les gisements de cette région sont en baisse de productivité.

1.3 Un historique de l'utilisation de l'oléoduc Sarnia-Montréal

❑ Incidents répertoriés sur la canalisation 9B

Le tableau 1 présente un historique des incidents répertoriés sur la canalisation 9B sur une période de près de 40 ans. Il a été déposé par Enbridge devant l'Office national de l'énergie.

TABLEAU 1

Historique des incidents répertoriés sur la canalisation 9B, 1978 à 2013, selon la compagnie Enbridge

Date	Cause	Type	Volume déversé (m^3)*	Conséquences environnementales	Mesure d'atténuation
2005/11/03	Dommage mécanique	Fuite	3	Sol, eaux souterraines	Excavation et élimination
1999/08/10	Bosselure	Fuite	5	Sol, eaux souterraines	Excavation et élimination
1997/02/25	Bosselure	Fuite	Moins de 1[1]	Sol	Excavation
1996/11/28	Bosselure	Fuite	0[2]	Aucune, la canalisation 9 contenait de l'azote statique au moment de l'incident	Aucune requise
1993/02/23	Dommage causé par un tiers	Fuite	Moins de 1[3]	Aucune, la canalisation 9 contenait de l'azote statique au moment de l'incident	Aucune requise
1993/08/05	Densitomètre corrodé	Fuite	32	Sol, eaux souterraines	Excavation, élimination, récupération et élimination des eaux souterraines
1991/01/26	Fissure	Fuite	2	Sol	Récupération du produit, excavation et élimination
1988/03/30	Bosselure	Fuite	5	Sol	Récupération du produit et du sol contaminé, biorestauration in situ
1979/01/06	Bosselure	Fuite	1	Sol, eaux souterraines	Excavation et élimination, récupération et élimination des eaux souterraines
1979/04/13	Bosselure	Fuite	Moins de 1[4]	Sol	Excavation, enlèvement des résidus de pétrole, zone remise en état
1978/06/14	Ancien dommage causé par un tiers	Fuite	1	Aucune	Excavation
1978/06/14	Dommage mécanique	Rupture	2 973	Sol, sédiments, eaux de surface	Excavation et élimination, biorestauration in situ

Note : Les déversements contenus aux installations d'Enbridge ne sont pas répertoriés dans ce tableau.
* 1 mètre cube = 1 000 litres
(1) Volume déversé signalé de 0,001 m^3.
(2) Canalisation sous purge à l'azote au moment du déversement – Azote relâché dans l'atmosphère.
(3) Volume déversé signalé de 0 m^3.
(4) Volume déversé signalé de 0,1 m^3.
Source : Enbridge.

❑ Les études effectuées sur le transport par oléoducs

Les oléoducs sont utilisés pour transporter le pétrole brut depuis le début des activités de production pétrolière. Les premiers oléoducs ont été construits aux États-Unis comme au Canada au XIX^{e} siècle. Au Canada, un premier pipeline a ainsi été construit en 1853.

On dispose ainsi d'études sur l'impact de l'utilisation des oléoducs sur les plans de la sécurité et de l'environnement, par rapport à l'utilisation d'autres modes de transport du pétrole.

■ Le rapport publié en août 2013 par un comité sénatorial

Dans son rapport *Transporter l'énergie en toute sécurité* (rapport publié le 22 août 2013), le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles a présenté certaines statistiques sur la sécurité des pipelines au Canada.

— De 2000 à 2011, au Canada, 99,9996 % du brut et de produits du pétrole ont été acheminés par pipeline sous réglementation fédérale, sans qu'aucun déversement ne se produise.

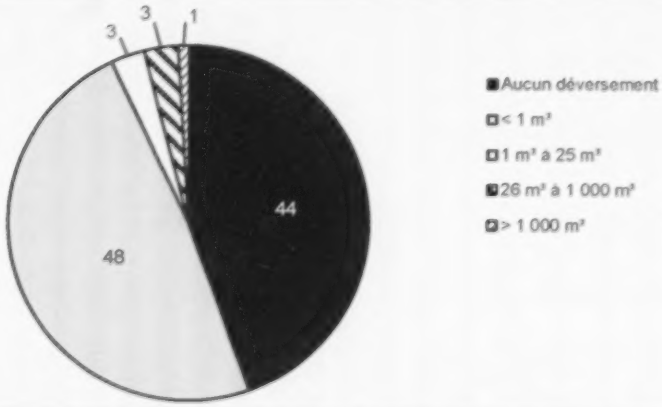
— Selon le Bureau de la sécurité des transports du Canada, qui enquête sur les accidents entraînant des blessures graves ainsi que des dégâts aux pipelines ou aux installations connexes, sept accidents de pipeline (de pétrole ou de gaz naturel) ont été signalés en 2012.

— Aucun accident touchant un pipeline proprement dit n'a été signalé, mais des accidents sont survenus touchant les installations connexes que sont les stations de compression ou de pompage, ou bien encore les stations de comptage.

— De 2003 à 2012, 92 % de tous les accidents ont consisté en des déversements mineurs ou n'ont entraîné aucun déversement de carburant. Seulement 1 % de tous les accidents ont été accompagnés d'un déversement de plus de 1 000 m^{3}.

GRAPHIQUE 11

Pourcentage d'accidents de pipelines au Canada par quantité de carburant (pétrole et gaz naturel) déversé, 2003-2012
(en pourcentage)



Source : Bureau de la sécurité des transports du Canada.

■ Le rapport du BAPE sur le projet de pipeline Saint-Laurent

En 2007, au Québec, le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) a eu à analyser le projet de pipeline Saint-Laurent proposé par Ultramar (maintenant Valero) pour acheminer les produits pétroliers de la raffinerie Jean-Gaulin de Lévis jusqu'à ses installations de Montréal. Le BAPE a alors abordé la question de la sécurité des modes de transport du pétrole.

Dans son rapport, le BAPE a comparé les différents modes de transport sur le plan de la sécurité, la flexibilité opérationnelle, la fiabilité du mode de transport et les émissions de gaz à effet de serre.

Le BAPE a constaté que :

— le transport des matières dangereuses par oléoduc se caractérise par un taux de fuite plus faible à l'échelle canadienne que le transport par train ou par navire;

— les conditions climatiques extrêmes, principalement en hiver, sont susceptibles de causer occasionnellement des retards dans le transport des produits pétroliers par train ou par navire, ce qui n'est pas le cas pour le transport par oléoduc;

— il y aurait une diminution des émissions des gaz à effet de serre avec l'oléoduc projeté, par rapport au transport par train et par navire.

Lors des travaux du BAPE, il a été démontré que le projet de pipeline Saint-Laurent permettait de générer une réduction nette d'émissions de gaz à effet de serre. Même avec la prise en compte des émissions de gaz à effet de serre causées par le déboisement et les émissions durant la construction du pipeline, le projet entraînait des réductions nettes d'émissions de gaz à effet de serre.

Pour le transport de 100 000 barils par jour, les réductions d'émission de gaz à effet de serre étaient estimées à 34 000 t/an. Ce résultat s'expliquait par les plus faibles émissions de gaz à effet de serre associées au transport de pétrole par pipeline, en comparaison avec les alternatives qu'étaient le train et les navires.

L'ensemble de ces constats a amené le BAPE à conclure : « le transport de 100 000 barils par jour de produits pétroliers entre Lévis et Montréal-Est par oléoduc est avantageux par rapport au transport par train ou par navire à l'égard de la sécurité publique, de la flexibilité, de la fiabilité et des émissions des gaz à effet de serre. »

Une hausse considérable du transport d'hydrocarbures par train

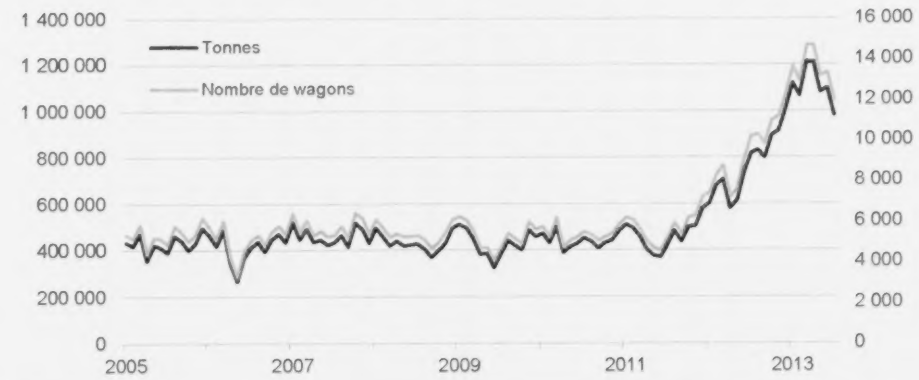
Selon les données de Statistique Canada, on constate une hausse considérable du transport de pétrole et de mazout par train au cours des dernières années.

Seulement au cours de la dernière année, une hausse de 60 % du nombre de wagons ayant transporté du pétrole brut ou du mazout a été observée. Depuis 2005, les quantités de pétrole et de mazout transporté par train ont triplé.

Le développement rapide du transport de pétrole brut et de mazout par train ainsi que la hausse du tonnage transporté pourraient avoir une incidence sur l'ampleur des déversements de pétrole brut survenant lors d'un accident de train.

GRAPHIQUE 12

Pétrole et mazout transporté par train au Canada, 2005 à 2013
(en tonnes sur l'axe de gauche et en nombre de wagons sur l'axe de droite)



Source : Statistique Canada.

2. LES PRIORITES DU QUEBEC

Pour ce qui est du secteur pétrolier, la stratégie du gouvernement du Québec est claire. Elle vient d'être rappelée dans la Politique économique du Québec **Priorité emploi**.

❑ Une démarche équilibrée pour une filière pétrole respectant l'environnement

La stratégie du gouvernement du Québec s'appuie sur trois principes :

— assurer la sécurité des personnes;

— protéger l'environnement;

— dégager des bénéfices économiques pour tous les Québécois.

❑ La position du gouvernement du Québec concernant le projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9

Dans la Politique économique du Québec **Priorité emploi**, le gouvernement a énoncé la position du Québec concernant le projet présenté par Enbridge[2].

« Le gouvernement du Québec considère que le projet proposé a des avantages économiques. Parmi ceux-ci :

— Il favoriserait la pérennité des industries québécoises reliées au pétrole et à ses produits dérivés.

— La substitution du pétrole importé d'outre-mer par du pétrole nord-américain contribuerait à améliorer l'ensemble de l'activité économique au Québec et répond à l'objectif d'assurer à long terme la sécurité et la diversité des approvisionnements énergétiques du Québec.

Toutefois, le gouvernement du Québec souhaite s'assurer que la sécurité des populations et de l'environnement soit également prise en compte dans l'acceptation ou non de ce projet. »

Après avoir annoncé son intention de tenir une consultation, le gouvernement ajoute :

« Au terme de cette consultation, le gouvernement du Québec présentera les conditions qui devront être prises en compte et qui rendront souhaitable la réalisation de ce projet ».

❑ Les questionnements du Québec

Conformément à cette position et aux principes retenus, les questionnements du Québec portent donc :

— sur les bénéfices économiques dont pourront effectivement bénéficier tous les Québécois à la suite de l'inversion,

— sur l'impact anticipé de l'inversion sur la sécurité des personnes,

— sur l'impact de cette même inversion sur l'environnement.

---

2 Politique économique du Québec **Priorité emploi**, page 86.

2.1 Les bénéfices économiques anticipés

Pour le Québec, il importe que l'inversion de la canalisation 9B dégage des bénéfices économiques pour tous les Québécois. Les bénéfices attendus sont de trois ordres :

— L'inversion de la canalisation 9B doit permettre à l'économie québécoise de s'adapter rapidement aux changements en cours sur le marché pétrolier nord-américain.

— L'inversion de la canalisation 9B doit avoir des impacts positifs sur le secteur pétrolier québécois et sur les secteurs d'activité qui y sont liés.

— L'inversion de la canalisation 9B doit avoir des impacts positifs sur l'ensemble de l'économie québécoise.

❑ L'adaptation aux changements en cours sur le marché pétrolier nord-américain

Des changements majeurs entraînent une modification rapide des flux de circulation du pétrole brut en Amérique du Nord. Des quantités croissantes de pétrole brut produites aux États-Unis et au Canada sont disponibles, et déplacent graduellement le pétrole importé du marché mondial.

La demande d'inversion de l'oléoduc Sarnia-Montréal résulte directement de cette nouvelle réalité.

Il faut ajouter que les différentiels de prix résultant de la montée de la production nord-américaine désavantagent les raffineries de l'Est de l'Amérique du Nord, par rapport aux raffineries raccordées par oléoduc aux gisements nord-américains.

Le coût d'acquisition du pétrole brut

L'écart actuel entre les coûts d'approvisionnement des raffineries ontariennes et des raffineries québécoises a un impact significatif sur la compétitivité de ces dernières.

En septembre 2013, l'écart de prix par baril de pétrole, était de près de 11 $ entre le pétrole livré d'outremer à Montréal et celui livré aux raffineries ontariennes en provenance de l'Ouest canadien.

TABLEAU 2

Écart entre les coûts d'acquisition du pétrole brut
(en dollars canadiens par baril)

	Prix moyen en septembre 2013
Prix du pétrole d'outre-mer livré à Montréal (Brent)	117,83
Prix du pétrole léger conventionnel de l'Ouest canadien livré aux raffineries de Sarnia en Ontario (Edmonton Par[1])	106,90
Écart de prix	**10,93**

(1) L'Edmonton Par est un indice de prix pour le pétrole léger conventionnel produit en Alberta, similaire au WTI produit aux États-Unis. Il est aussi appelé Alberta Mixed Sweet Blend (MSW).
Source : Ressources naturelles Canada.

Le rétablissement de la canalisation 9B dans sa direction originale, soit de l'ouest vers l'est, aurait pour avantage de redonner accès à l'abondant marché nord-américain et ainsi assurer aux raffineries du Québec un approvisionnement à coût avantageux.

— Sur le plan économique, les raffineries du Québec auraient ainsi intérêt à bénéficier rapidement de ce rétablissement, afin de tirer avantage des écarts de prix qui existent actuellement et de consolider leur place sur le marché nord-américain.

— Indépendamment de ces considérations de prix, l'inversion de la canalisation 9B améliorerait la sécurité des approvisionnements énergétiques du Québec, puisqu'elle permettrait de remplacer du pétrole brut provenant de régions politiques instables par du pétrole brut produit au Canada et aux États-Unis.

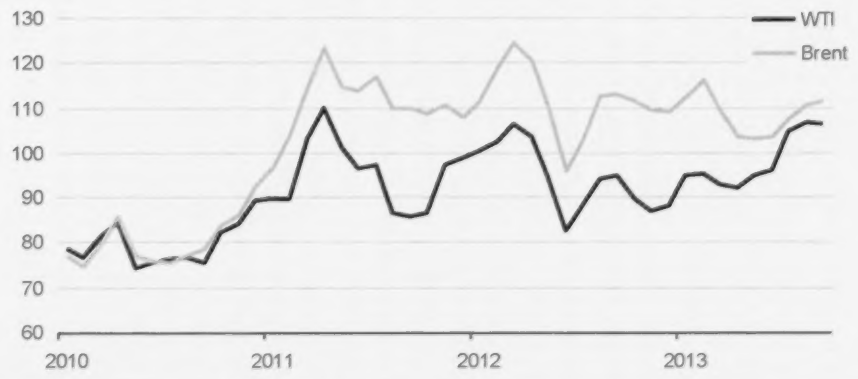
La baisse du prix du brut nord-américain par rapport au brut mondial

Il existe un grand nombre de types de pétrole à travers le monde, différenciés selon leurs propriétés physico-chimiques (ex. : teneur en soufre, densité) et leur localisation. Les deux standards les plus utilisés sont le Brent et le WTI, qui servent comme étalons (marqueurs) respectivement pour les prix mondiaux et nord-américains.

- Avant 2010, le prix du baril de pétrole Brent était généralement similaire à celui du WTI.
- En raison de l'abondance de pétrole en Amérique du Nord et des capacités de transport limitées vers les marchés mondiaux, le prix du WTI est actuellement inférieur à celui qui prévaut sur les marchés internationaux. Au cours des deux dernières années, l'écart s'est situé à environ 14 dollars américains par baril.

GRAPHIQUE 13

Évolution des prix du pétrole de type BRENT et WTI
(en dollars américains par baril)



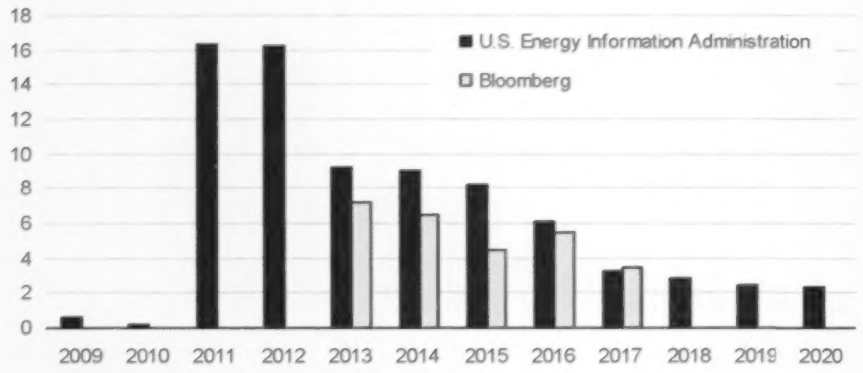
Source : Bloomberg.

La baisse du prix du brut nord-américain par rapport au brut mondial

La plupart des analystes anticipent que les prix en Amérique du Nord demeureront inférieurs à ceux sur les marchés internationaux au cours des prochaines années. En effet, la production grandissante de pétrole au Canada et aux États-Unis, combinée aux mesures d'efficacité énergétique, a le potentiel de se traduire pour une période prolongée par une croissance de l'offre plus importante que celle de la demande en Amérique du Nord.

GRAPHIQUE 14

Perspectives du secteur privé pour les écarts BRENT et WTI
(en dollars américains par baril)



Sources : Bloomberg et U.S. Energy Information Administration.

❑ Les impacts sectoriels de l'inversion de la canalisation 9

La compétitivité des raffineries québécoises est remise en cause en raison de la situation actuelle des prix du pétrole brut.

■ La compétitivité des raffineries et de l'industrie pétrochimique

Par rapport à leurs concurrents nord-américains, les raffineurs québécois doivent recourir à des intrants plus coûteux provenant de sources éloignées et moins sécuritaires. Ils subissent ainsi un désavantage par rapport aux autres raffineurs du continent pour ce qui est du coût d'acquisition, ce qui peut menacer leur viabilité commerciale.

Ce désavantage met en danger la viabilité des raffineries du Québec et pourrait menacer les entreprises de l'industrie pétrochimique québécoise. Avec l'autorisation d'inverser la canalisation 9A en Ontario, toutes les raffineries de l'Ontario auront accès au pétrole nord-américain et bénéficieront donc d'un avantage concurrentiel par rapport aux raffineries du Québec.

■ Un secteur fragile

La fermeture de la raffinerie Shell, au Québec, et la prochaine fin des activités de la raffinerie Imperial Oil de Darmouth, en Nouvelle-Écosse, illustrent la fragilité du secteur.

La réduction de capacité du secteur du raffinage québécois pourrait rapidement rendre le Québec importateur net de produits pétroliers. Les besoins en pétrole de l'économie québécoise seraient comblés par des sources extérieures. Le Québec serait obligé d'importer à coût plus élevé pour répondre à ses besoins.

Pour ce qui est de la compétitivité des raffineries et de l'industrie pétrochimique, l'inversion de la canalisation 9B semble ainsi correspondre à l'intérêt économique du Québec.

— Cette inversion mettrait fin au désavantage subi actuellement par les raffineurs québécois, par rapport à leurs concurrents nord-américains.

— En l'absence d'une telle inversion, c'est l'existence même du secteur du raffinage québécois, et des entreprises qui y sont directement reliées, qui serait menacée. Dans ce cas, on parle de la perte de 7 500 emplois et d'une diminution de 1,0 % du PIB réel du Québec.

L'impact d'une fermeture des raffineries québécoises

Selon les simulations effectuées à l'aide du modèle intersectoriel de l'Institut de la statistique du Québec, par le ministère des Finances et de l'Économie du Québec, la fermeture des deux raffineries québécoises entraînerait la perte d'environ 7 500 emplois et une diminution de 1,0 % du PIB réel du Québec.

Les emplois touchés seraient les suivants :

- 1 000 emplois dans les raffineries (effets directs)[1];
- 405 emplois chez les clients intégrés à ces raffineries;
- 3 480 emplois chez les premiers fournisseurs des raffineries;
- 2 610 emplois indirects chez les autres fournisseurs (1 920 chez les fournisseurs de deuxième ordre des raffineries et 690 chez les fournisseurs des clients les plus intégrés).

La fermeture des raffineries québécoises menacerait à long terme les industries connexes au pétrole, soit les secteurs des produits chimiques et des produits en plastique et en caoutchouc.

Au total, l'impact sur l'économie québécoise serait significatif.

- Les raffineries et l'ensemble des industries connexes au pétrole emploient plus de 51 000 travailleurs.
- Elles contribuent pour 8,8 milliards de dollars au PIB du Québec;
- Elles réalisent des exportations de près de 7 milliards de dollars.

(1) Inclut les travailleurs contractuels.

❑ Les impacts macroéconomiques

■ Les investissements

L'inversion du sens d'écoulement de la canalisation 9B implique de nouveaux investissements et la création d'emplois dès son approbation :

— Des investissements de l'ordre de 55 millions de dollars sont prévus par Suncor.

— Valero prévoit des investissements de 200 millions de dollars afin d'assurer le raccordement au pipeline 9B d'Enbridge et d'adapter ses capacités portuaires, notamment par l'acquisition en partenariat de deux nouveaux navires. Pour Valero ces investissements représentent 200 emplois pendant la phase de construction et 100 emplois permanents une fois les deux navires en activité.

— Pour sa part, Enbridge prévoit un investissement d'environ 170 millions de dollars pour le renversement du flux de la canalisation 9B entre North Westover et Montréal.

■ La balance commerciale du Québec

Une partie importante du déficit de la balance commerciale du Québec est due à la facture pétrolière. Celle-ci s'est alourdie, notamment en raison de la tendance à la hausse des prix sur le marché international.

Le prix du pétrole importé par le Québec est actuellement similaire à celui du Brent étant donné sa provenance.

— Si le Québec importait son pétrole de l'Ouest canadien, le prix payé serait davantage aligné sur celui du WTI, faisant bénéficier les raffineurs du Québec d'un coût similaire à celui de leurs concurrents nord-américains.

L'impact de l'inversion de la canalisation 9B sur la balance commerciale du Québec

On peut mesurer l'impact de l'inversion de la canalisation 9B sur la balance commerciale du Québec en calculant les économies que le Québec aurait réalisées s'il avait eu accès au pétrole brut canadien et américain en 2011 et 2012. Un tel accès aurait permis de réduire le déficit de la balance commerciale de 3,7 milliards de dollars au cours des deux dernières années. Cela représente :

- une diminution de 7,7 % du déficit commercial au cours des deux dernières années;
- 0,5 % du PIB nominal.

TABLEAU 3

Importation de pétrole brut du Québec
(en millions de dollars, en termes nominaux)

	2011	2012
Importations de pétrole brut (Brent)	10 907	13 693
Écart en pourcentage WTI-Brent (%)	–14,2	–15,7
Importations de pétrole brut (WTI)	9 355	11 549
Écarts importations (WTI-Brent)	**1 552**	**2 145**

Sources : Institut de la statistique du Québec, IHS Global Insight et ministère des Finances et de l'Économie du Québec.

❑ Des avantages économiques

L'inversion de la canalisation 9B d'Enbridge permettrait aux raffineurs québécois de bénéficier des mêmes conditions d'approvisionnement que leurs principaux concurrents, ce qui consoliderait les activités de raffinage au Québec.

Le maintien de la canalisation 9B d'Enbridge dans son sens actuel constitue à l'inverse une menace pour ces mêmes activités de raffinage, remettant en cause leur survie à terme – avec toutes les conséquences qui en résulteraient sur le plan de la sécurité des approvisionnements comme sur celui de l'activité économique et des emplois.

2.2 Une condition essentielle : la sécurité de l'inversion et de l'exploitation

Pour le gouvernement, il est essentiel que l'inversion de la canalisation 9B et sa nouvelle utilisation soient effectuées en assurant la sécurité des personnes, conformément à l'un des trois principes retenus pour une démarche équilibrée concernant le secteur pétrolier.

Les préoccupations soulevées en matière de sécurité sont liées aux différents incidents pouvant éventuellement survenir lors de l'exploitation de la canalisation 9B.

Plusieurs intervenants s'inquiètent de certaines dimensions du projet, liées à l'âge de l'infrastructure, à l'augmentation du volume de pétrole brut qui y transiterait et à la nature même de ce pétrole brut.

❑ Se préparer à toute éventualité

Pour chacun de ces différents points, les informations disponibles permettent de mieux mesurer les risques encourus.

Le gouvernement considère qu'en matière de sécurité et de santé des personnes, on doit cependant se préparer à toute éventualité.

— En cas d'incident, le danger premier est l'exposition des populations avoisinantes aux produits pétroliers.

  — Si les effets sont variables, les symptômes généralement rapportés sont des irritations des yeux, du nez et de la gorge, des maux de tête, des étourdissements et des somnolences.

  — Certaines substances composant les produits pétroliers sont reconnues comme cancérigènes. Cependant, ces risques sont à relativiser, considérant leurs toxicités à long terme et les temps d'exposition généralement courts dans un contexte d'accident industriel.

  — À la suite d'un déversement, il n'est pas exclu que le produit déversé prenne feu. Un certain nombre de personnes pourraient être potentiellement exposées à des radiations thermiques et aux fumées résultant de la combustion du pétrole brut.

  — Les conséquences d'un accident d'envergure sur la santé des populations touchées ne se limiteraient pas uniquement à la dimension physique. À la suite d'un déversement pétrolier majeur et ce, même sans victimes à déplorer, la prévalence de troubles psychologiques pourrait augmenter.

  — Un déversement touchant un cours d'eau, un lac ou la zone de recharge d'un aquifère pourrait menacer des sources d'eau potable.

— Dans sa portion québécoise, la canalisation 9B traverse de nombreux cours d'eau. Certaines de ces traversées sont particulièrement sensibles d'un point de vue de santé publique puisqu'elles sont en amont de prises d'eau majeures desservant jusqu'à 100 000 personnes.

— Le parcours de l'oléoduc traversant des zones densément peuplées, l'effort doit porter sur la définition précise du risque et sur la mise en œuvre par le promoteur des mesures de sécurité et de mitigation inhérentes, en collaboration étroite avec les intervenants de première ligne.

❑ Les points à examiner

Le gouvernement du Québec souhaite que l'on porte une attention particulière :

— sur les mesures d'urgence prévues pour répondre à tout incident éventuel;

— sur la capacité financière disponible pour répondre à de tels incidents.

❑ Les mesures d'urgence

Les interrogations du Québec concernant les mesures d'urgence découlent concrètement de l'un des principes retenus par le gouvernement en matière de gestion du secteur pétrolier : dans ce dossier comme dans l'ensemble des activités touchant le secteur pétrolier, il est essentiel que la [illegible] personnes soit garantie.

— Des mesures et des outils existent déjà à cette fin.

— On doit s'assurer de leur pertinence et de leur efficacité.

Les responsabilités d'Enbridge en cas d'accident

Le plan d'intervention d'urgence d'Enbridge doit être préautorisé par l'Office national de l'énergie.

Ce plan guide l'intervention initiale et les mesures de confinement nécessaires pour contenir un déversement à l'aide de l'équipement approprié. Il permet à l'entreprise d'intervenir adéquatement sur ses équipements et d'assurer la concertation avec la municipalité si le sinistre interpelle des intervenants de la municipalité, notamment si les conséquences de l'accident dépassent les limites de sa propriété.

Les sociétés de pipelines doivent disposer de premiers intervenants, liés par contrat, pour agir rapidement en cas de déversement. L'une des exigences de l'Office national de l'énergie est que les sociétés offrent aux premiers intervenants des formations sur les pratiques et procédures à suivre en cas d'urgence.

Comme il est prévu au Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres, les sociétés assujetties doivent établir, mettre en œuvre et maintenir des programmes de gestion des situations d'urgence, de gestion de l'intégrité, de gestion de la sûreté, de protection environnementale ainsi qu'un programme de gestion de la sécurité.

L'entreprise, comme source de risque, est financièrement responsable de tous les coûts reliés au nettoyage d'un déversement de pétrole transitant par son oléoduc. Elle doit travailler en étroite collaboration avec les municipalités concernées et les autorités gouvernementales. Elle doit leur faire part de toute modification ou de tout élément qui serait susceptible de changer le niveau de risque d'accident.

La Loi sur l'Office national de l'énergie prévoit que :

- « les sociétés pipelinières comme Enbridge doivent faire une pleine compensation pour tous les dommages subis à la suite de l'exploitation d'un pipeline. Il n'y a pas de limite à la responsabilité pour la prévention, la réhabilitation et le nettoyage des déversements de pétrole »;
- « aucune limite n'existe sur la responsabilité pour les dommages aux personnes, aux biens et à l'environnement ».

Enbridge estime que 50 millions de dollars supplémentaires seront dépensés en 2012 et 2013 afin d'améliorer ses équipements, la formation et ses capacités d'intervention.

Par ailleurs, dans le cadre de son programme de Financement des collectivités sécurités, Enbridge a versé, depuis 2009, 183 300 $ en subventions pour l'achat d'équipements d'intervention en cas d'urgence aux services municipaux de premiers répondants au Québec.

Source : Enbridge.

Les ressources disponibles du Québec en cas d'accident

Les ressources du gouvernement du Québec

Lorsque les capacités d'intervention de l'entreprise et de la municipalité doivent être renforcées, les ressources du gouvernement du Québec sont prêtes à intervenir. Ces ressources sont coordonnées par le ministère de la Sécurité publique du Québec, qui établit une collaboration étroite avec la municipalité concernée pour les interventions sur le terrain et, l'Organisation régionale de la sécurité civile pour la liaison avec les autorités gouvernementales du Québec et le gouvernement fédéral.

L'ensemble des ministères et organismes du gouvernement du Québec peut ainsi être mis à contribution. Le Plan national de sécurité civile prévoit l'organisation des actions en sécurité civile du gouvernement du Québec, laquelle repose sur la réponse aux besoins susceptibles de se manifester lors d'un sinistre.

Urgence-Environnement

Par l'entremise d'Urgence-Environnement, le ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs (MDDEFP) intervient 24 heures par jour, partout au Québec, afin de faire face aux situations d'urgence environnementale.

Au Québec, ce sont en général les municipalités qui effectuent les interventions d'urgence sur leur territoire. Urgence-Environnement intervient à titre de conseiller technique pour s'assurer que les mesures adéquates sont prises promptement pour protéger l'environnement. Toutefois, dans les cas d'urgences environnementales majeures, l'intervention gouvernementale est coordonnée par l'Organisation de la sécurité civile du Québec. Grâce à ses équipes régionales, Urgence-Environnement est prête à intervenir en tout temps, partout au Québec.

Le MDDEFP possède l'équipement spécialisé nécessaire pour intervenir dans les situations d'urgence qui lui sont rapportées. De plus, chaque direction régionale dispose des équipements les plus fréquemment utilisés.

Trois laboratoires mobiles du MDDEFP, dont le « TAGA », une unité analytique à la fine pointe de la technologie, peuvent être dépêchés sur les lieux d'une urgence majeure. Le MDDEFP dispose aussi d'un poste de coordination mobile pour accroître l'efficacité de ses interventions sur le terrain.

Sources : Ministère de la Sécurité publique et ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs.

Les responsabilités des municipalités en cas de sinistre

En cas de sinistre, les premiers intervenants d'urgence (pompiers, policiers, ambulanciers) sont les premiers interpellés. La municipalité met ainsi en œuvre son plan de sécurité civile, qu'elle déploiera davantage si l'ampleur de l'événement le requiert.

Les municipalités régionales de comté (MRC), tout comme les municipalités locales, ont des responsabilités à l'égard de la sécurité civile et de la sécurité incendie.

Les MRC et autres autorités régionales doivent produire un schéma de couverture de risques.

- Ce schéma établit les objectifs de protection contre les incendies et les actions requises de la part des administrations municipales, pour atteindre ces objectifs.

- Plus précisément, le schéma fait état du recensement, de l'évaluation et du classement des risques d'incendie présents sur le territoire et précise leur localisation. Il fait également état du recensement et de l'évaluation des mesures de protection existantes ou projetées, des ressources humaines, matérielles et financières qui leur sont affectées ainsi que des infrastructures et des sources d'approvisionnement en eau utiles pour la sécurité incendie.

- Le schéma détermine également, pour chaque catégorie de risques inventoriés ou chaque partie du territoire qui y est définie, des objectifs de protection optimale contre les incendies, les actions que les municipalités et, s'il y a lieu, l'autorité régionale doivent prendre pour atteindre ces objectifs ainsi que leur plan de mise en œuvre.

- Le schéma peut également comporter des éléments similaires à l'égard des risques de sinistre ou d'accident susceptibles de nécessiter l'utilisation des mêmes ressources. Pour que le schéma entre en vigueur, le ministre de la Sécurité publique doit délivrer à l'autorité régionale une attestation de conformité.

Les municipalités ont des responsabilités relatives à la planification de la sécurité civile sur leur territoire. Le plan de sécurité civile couvre la détermination des risques présents sur son territoire, des mesures destinées à prévenir les sinistres ou à en diminuer les conséquences ainsi que des dispositions visant à répondre aux sinistres et situations d'urgence (ex. : secours aux personnes, services aux personnes sinistrées, sauvegarde des biens, etc.).

Les MRC sont également responsables de produire un schéma d'aménagement et de développement. Ce schéma établit les lignes directrices de l'organisation physique du territoire d'une MRC. Il prévoit les grandes affectations du territoire (affectations urbaine, industrielle, récréative, forestière, agricole) et détermine les zones où l'occupation du sol est soumise à des contraintes particulières pour des raisons de sécurité publique ou de protection environnementale (zone d'inondation, de glissement de terrain ou d'autres sinistres).

Les municipalités doivent définir un plan d'urbanisme respectant les lignes directrices du schéma de la MRC. Ce plan permet de planifier l'organisation spatiale et physique d'une municipalité, notamment en établissant des zones de sécurité et des règles de compatibilité des usages là où des risques potentiels sont identifiés comme, par exemple, la présence d'un oléoduc.

Ces documents constituent, pour les élus municipaux, des instruments importants de planification et de gestion. Ils guident la prise de décision, notamment en matière de sécurité civile.

Source : Ministère des Affaires municipales, des Régions et de l'Occupation du territoire.

Opération Or Noir 2013

La Ville de Mirabel procédait, le 16 octobre 2013 à un exercice de simulation d'urgence – « Opération Or Noir 2013 » – de concert avec la Direction régionale de la sécurité civile, l'Agence de la santé et des services sociaux des Laurentides, le Centre de la santé et des services sociaux de Saint-Jérôme, la Direction de la santé publique des Laurentides et la compagnie Enbridge.

La simulation portait sur un déversement fictif de 3 000 barils de pétrole brut causé par une excavation non autorisée ayant entraîné un bris des installations de la compagnie Enbridge. Un déversement dans les égouts pluviaux et sanitaires figurait aussi dans la simulation.

Aux fins de la simulation, quatre résidences familiales étaient contaminées en raison d'un déversement dans leur sous-sol et environ 30 autres résidences étaient également touchées. Au total, près de 100 personnes ont été évacuées.

L'exercice avait pour but de mettre à l'épreuve le plan d'urgence municipal qui requiert la participation de l'ensemble des services municipaux affectés à différents aspects de l'intervention.

L'exercice de simulation a permis aux intervenants de la Ville de Mirabel de :

- mieux connaître les rôles et responsabilités de l'ensemble des acteurs impliqués;
- cibler les points à améliorer au niveau du service aux sinistrés (aménagement des lieux, rôle et responsabilité de chacun des intervenants et communications);
- prendre conscience de l'importance d'une coordination et d'une communication efficaces entre tous les intervenants;
- mettre à l'épreuve le système d'alerte d'Enbridge, la simulation de la fermeture des valves du pipeline ayant pris environ 13 minutes.

Des recommandations relatives au centre de coordination ont été formulées à la suite de cette activité de simulation.

■ Les questionnements du Québec à l'égard des mesures d'urgence

Les questionnements du Québec à l'égard des mesures d'urgence portent sur trois points.

Le Québec se questionne sur l'arrimage du plan d'intervention d'urgence d'Enbridge avec les plans de sécurité civile des municipalités et des intervenants gouvernementaux concernés. La question porte sur l'identification par l'entreprise dans son plan de mesures d'urgence, de concert avec les municipalités, des rôles et responsabilités attendus de chacun en cas d'accidents susceptibles d'affecter la population.

Un deuxième questionnement concerne la prise en compte des risques environnementaux, et particulièrement des risques ayant trait à l'eau potable. Un déversement touchant un cours d'eau, un lac ou la zone de recharge d'un aquifère pourrait menacer des sources d'eau potable. Cela signifie qu'il faut analyser les risques inhérents à l'inversion du flux de la canalisation 9B, ainsi que les zones les plus à risque examinées de façon détaillée. Plus précisément, le questionnement porte sur :

— l'identification des sources d'eau potable à protéger tout le long du tracé de l'oléoduc;

— l'intégrité de la conduite aux abords des prises d'eau de surface;

— l'identification d'un périmètre de protection;

— la protection de ces sources;

— la prévision des mesures permettant de pallier un défaut d'approvisionnement en eau potable dans les secteurs sensibles.

Le troisième questionnement concerne le partage de l'information avec les intervenants d'urgence des municipalités et des organismes gouvernementaux le long du parcours ainsi que leur formation. On fait référence ici :

— aux informations contenues au plan d'urgence de l'entreprise;

— aux programmes de formation continue et aux exercices destinés aux premiers intervenants, incluant ceux des municipalités (pompiers, ambulanciers et sécurité civile locale) et des organismes gouvernementaux concernés;

— aux exercices réguliers pouvant être effectués conjointement entre les services de sécurité incendie concernés et Enbridge.

❑ La capacité financière de répondre à d'éventuels incidents

Selon les informations déposées à l'Office national de l'énergie[3], la couverture en responsabilité consolidée d'Enbridge est établie 685 millions de dollars américains. Cette couverture représente la capacité maximale du marché. À ce jour, Enbridge a été exposé à un incident excédant ce plafond.

En preuve à l'Office national de l'énergie, Enbridge a mentionné qu'il lui était possible de mobiliser des ressources financières additionnelles à sa couverture d'assurance, par le biais notamment :

— de flux de trésorerie d'exploitation;

— de retraits provenant des facilités de crédit bancaire (300 millions de dollars américains) et d'autres facilités de crédit bancaire engagées;

— de l'accès aux marchés des titres de créance publics et privés;

— des importantes ressources financières dont elle dispose.

La cote de solvabilité d'Enbridge pour ses investissements est évaluée à « A moyen ».

Selon ce qu'elle affirme, Enbridge possède donc des ressources importantes et un accès privilégié aux marchés financiers devant l'aider à répondre à un risque majeur. Il n'en demeure pas moins que certaines craintes persistent, notamment à la lumière des derniers événements ayant touché Lac-Mégantic.

C'est pourquoi le gouvernement du Québec encourage le gouvernement fédéral à adopter rapidement les initiatives permettant de renforcer le régime de sécurité des pipelines annoncées le 3 juillet 2013, notamment d'exiger que les entreprises exploitant les grandes conduites de pétrole brut aient une capacité financière minimum de 1 milliard de dollars.

---

[3] Office national de l'énergie, Réponse d'Enbridge à la demande d'information (Numéro 3) de l'Office national de l'Énergie, p. 21

2.3 La minimisation des effets environnementaux et socioéconomiques potentiels du projet

L'inversion de la canalisation 9B et sa nouvelle utilisation doivent être effectuées en protégeant l'environnement, conformément à l'un des trois principes retenus par le gouvernement.

Comme pour ce qui est de la sécurité des personnes, plusieurs intervenants s'inquiètent de certaines dimensions du projet – soit essentiellement l'âge de l'infrastructure, l'augmentation du volume de pétrole brut qui y circulerait et la nature même de ce pétrole.

Pour répondre de façon satisfaisante à ces différentes préoccupations et s'assurer que les effets environnementaux et socioéconomiques potentiels du projet sont réduits au minimum, le gouvernement du Québec souhaite que l'on porte une attention particulière :

— au programme de gestion de l'intégrité de l'oléoduc;

— à la corrosion interne et externe pouvant affecter l'infrastructure;

— à l'acceptabilité sociale du projet;

— aux émissions de gaz à effet de serre québécoises découlant éventuellement de la réalisation du projet.

❑ Le programme de gestion de l'intégrité de l'oléoduc élaborée par Enbridge

Enbridge surveille l'exploitation de ses pipelines à partir d'un centre de contrôle situé à Edmonton. La surveillance est effectuée 7 jours sur 7 et 24 heures par jour. Un deuxième centre de contrôle, similaire au premier, peut servir en cas de panne majeure.

— Enbridge a un programme d'entretien préventif comprenant des inspections visuelles, des excavations et des patrouilles aériennes.

— Enbridge est membre d'Info Excavation.

Enbridge a également défini un programme de « gestion de l'intégrité » pour minimiser les impacts environnementaux de l'utilisation de l'oléoduc. Le gouvernement du Québec souhaite que ce programme fasse l'objet d'une attention particulière.

❑ La corrosion interne et externe

Des interrogations sont également exprimées sur la possible corrosion des canalisations et son impact sur la durée de vie de ces canalisations, selon la nature et les volumes des produits transportés.

■ La corrosion interne

Normalement, les pipelines ne se corrodent pas de l'intérieur. C'est l'eau qui est à l'origine de la corrosion.

La qualité du pétrole brut entrant dans le pipeline est régie par l'Office national de l'énergie.

— Le pétrole est débarrassé de la majeure partie des constituants corrosifs (eau, H_2S et SO_2) et érosifs (boue et sable) avant d'être transporté dans les oléoducs. La littérature indique que la teneur combinée en eau et en sédiments du brut doit être inférieure à 0,5 % du volume pour que le pétrole soit transporté par des canalisations pipelinières, et ce, pour tous les types de pétrole brut. À titre comparatif, la teneur combinée en eau et en sédiments du brut est de 1,0 % pour le pétrole transporté par bateau de l'Europe du Nord et de l'Afrique du Nord.

— L'enlèvement des impuretés du pétrole, qu'il provienne des sables bitumineux, de sources conventionnelles ou de pétrole de schiste, peut se faire lors d'un premier traitement à proximité des lieux d'extraction, et ce, préalablement à son transport par pipeline.

Par ailleurs, la corrosion interne est rare du fait que le produit que transporte le pipeline s'écoule sans arrêt et que l'intérieur de la canalisation est fréquemment nettoyé à l'aide de racleurs.

— Les racleurs peuvent ressembler à de grosses brosses métalliques de nettoyage parcourant la canalisation en tournant et empêche l'accumulation de dépôts.

■ Le bitume et la corrosion interne

Plusieurs études récentes comparant la corrosivité du bitume dilué (dilbit) et du pétrole brut conventionnel, plus léger, ont démontré qu'il n'y avait aucune différence physique significative entre les deux substances en ce qui concerne l'intégrité des pipelines.

— Le 26 novembre 2012, Ressources naturelles Canada a publié une note d'information faisant le point sur le débat relatif à la corrosivité du bitume.

— Plus récemment, en juin 2013, le Transportation Research Board, basé à Washington, a produit un rapport sur les effets du bitume dilué sur les pipelines de transport de pétrole brut.

— Ces deux études n'ont pas permis de faire de lien entre le produit transporté et une possible corrosion de l'infrastructure.

■ La corrosion externe pouvant affecter des canalisations

La corrosion externe est un phénomène naturel qui se produit lorsque le métal réagit avec l'environnement dans lequel il se trouve. L'infiltration des eaux souterraines est la cause la plus fréquente de la corrosion externe des tuyaux.

Les exploitants de pipelines s'efforcent de prévenir la corrosion en appliquant un revêtement à l'extérieur des pipelines. Ceci aide à isoler l'acier de la canalisation du milieu souterrain et inhibe ainsi le développement de la corrosion externe.

Une protection cathodique est également appliquée aux réseaux pipeliniers pour leur assurer une protection supplémentaire contre le développement de la corrosion externe à tout endroit où la surface enduite de la canalisation a pu être endommagée.

La nature du pétrole transporté

Les raffineries québécoises sont dotées d'installations permettant essentiellement le raffinage du pétrole léger. Elles demanderont dans l'avenir des qualités de pétrole semblables à celles qu'elles utilisent actuellement. Le pétrole transporté sera, dans ce contexte, essentiellement du brut léger.

Les expéditeurs auraient cependant le droit de transporter du pétrole de schiste et du pétrole de réservoirs conventionnels et tout mélange de pétrole brut provenant de gisements conventionnels et non conventionnels de l'Ouest du Canada et des États-Unis, y compris les sables bitumineux, pourvu que ce mélange respecte les normes de qualité énoncées dans les conditions de service.

Dans l'éventualité où les raffineries québécoises décideraient de modifier leurs équipements afin de traiter une gamme plus étendue de produits pétroliers, ces équipements pourraient être assujettis à la Loi sur la qualité de l'environnement (LQE), en vertu de l'article 22 ou 31.1, en fonction des caractéristiques des projets qui seraient présentés.

❑ L'acceptabilité sociale

Des projets tels que l'inversion du flux de la canalisation 9B d'Enbridge ne doivent pas seulement répondre aux exigences technologiques et réglementaires.

Il faut que les industriels fassent tout ce qu'il faut pour établir une relation de confiance avec les populations hôtes, reposant sur des mesures concrètes annoncées par les initiateurs de projet et mises en place en cas d'incidents impliquant des dommages à l'environnement.

En ce sens, l'acceptabilité environnementale, incluant l'acceptabilité sociale, est au cœur des enjeux environnementaux pour ce type de projet.

❑ Les émissions de gaz à effet de serre

Plusieurs groupes environnementaux ainsi que des citoyens sont préoccupés par le fait d'assurer l'approvisionnement pétrolier du Québec à partir d'une industrie soumise aux critiques en raison de son impact environnemental.

Il est très difficile de prédire l'impact du renversement du flux de la canalisation 9B sur les émissions de gaz à effet de serre des deux raffineries en sol québécois.

— De façon générale, un pétrole brut plus lourd nécessite pour sa production et son traitement, une quantité plus importante d'énergie, entraînant ainsi davantage d'émissions de gaz à effet de serre.

— Par ailleurs, si les raffineries québécoises reçoivent un pétrole léger de nature comparable à celui qu'elles traitent présentement, il ne devrait pas y avoir, pour un niveau de production similaire, d'augmentation des émissions de gaz à effet de serre au Québec.

Il faut mentionner que les deux raffineries du Québec font partie des grands émetteurs industriels visés depuis le 1er janvier 2013, par le Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre.

Le système prévoit jusqu'en 2020 des plafonds déterminés d'émissions de gaz à effet de serre.

■ Mesures visant à encadrer le type de pétrole acheminé par la canalisation 9B vers le Québec et la capacité des raffineries du Québec à traiter le pétrole lourd

Un des enjeux les plus souvent évoqués par les groupes environnementaux et plusieurs citoyens et élus est la provenance même du pétrole. Les arguments soulevés, à tort ou à raison, sont que le pétrole lourd des sables bitumineux serait plus corrosif et génère de plus grandes quantités de gaz à effet de serre. Or, les raffineries québécoises ne sont pas équipées actuellement pour traiter de grandes quantités de ce pétrole lourd. Il existe deux avenues pour encadrer l'importation ou l'utilisation du pétrole lourd au Québec :

— L'Office nationale de l'énergie a le pouvoir de réglementer la nature des produits transportés par les pipelines au Canada. Compte tenu des craintes exprimées par un grand nombre d'intervenants et à la suite des consultations, le gouvernement du Québec pourrait exiger que l'Office balise les catégories de pétroles qui transiteront par la canalisation 9B vers Montréal de manière à éviter tout accroissement des importations de pétrole lourd vers le Québec. Plusieurs intervenants en ont fait la demande lors des consultations publiques de l'Office.

— Par ailleurs, en vertu des lois existantes, le Québec peut encadrer la capacité des raffineries à traiter le pétrole. Le Québec a le pouvoir d'autoriser les projets d'agrandissement des unités de traitement du pétrole lourd, soit par la délivrance de certificats d'autorisation en vertu de l'article 22 de la LQE ou soit par l'assujettissement de nouveaux projets d'unités de cokéfaction ou de traitement d'hydrocarbures à la procédure d'évaluation environnementale (article 31.1 de la LQE) lorsque ces derniers ne sont pas localisés sur le site des raffineries.

Le gouvernement du Québec souhaite entendre les personnes consultées sur ces propositions.

❑ Autre questionnement soulevé

Le projet d'inversion proposé implique que la capacité de pétrole brut transigeant par le pipeline augmente de 60 000 barils par jour. La capacité de la canalisation 9B devrait ainsi passer de 240 000 à environ 300 000 barils par jour.

Malgré cette augmentation de capacité, Enbridge n'a pas demandé à l'Office national de l'énergie d'augmenter la pression maximale d'exploitation.

En effet, cette augmentation de la capacité de transport se fera par l'ajout d'un agent réducteur de frottement, ayant la propriété de réduire la friction entre le pétrole brut et les parois internes du pipeline.

Les seuls travaux nécessaires sont la construction d'installations d'injection en différents points, en particulier à chaque station de pompage.

❑ Minimiser les effets éventuels sur l'environnement

Pour le gouvernement, l'inversion de la canalisation 9 suppose que l'on minimise les effets éventuels sur l'environnement : la protection de l'environnement est l'un des principes retenus par le Québec, en matière de gestion du secteur pétrolier.

Plusieurs dimensions du projet soulèvent des questionnements concernant les effets environnementaux et socioéconomiques du projet.

Les différents points ciblés par le gouvernement du Québec doivent être étudiés avec attention, afin que l'on s'assure de réduire au minimum les impacts environnementaux et socioéconomiques potentiels de l'inversion de la canalisation 9B.

CONCLUSION

Avec ce document de consultation, le gouvernement du Québec met à la disposition de tous les citoyens, groupes et entreprises intéressés l'information nécessaire pour participer à la consultation publique sur l'inversion de la canalisation 9B d'Enbridge.

L'inversion de la canalisation interpelle directement le Québec.

Dans ce dossier, le gouvernement du Québec s'assurera que soient respectés les trois principes qu'il s'est engagé à appliquer dans sa gestion de la filière pétrole, soit :

— assurer la sécurité des personnes;

— protéger l'environnement;

— dégager des bénéfices économiques pour tous les Québécois.

Le gouvernement du Québec considère que le projet proposé a des avantages économiques. Il doit maintenant s'assurer que la sécurité des populations et la protection de l'environnement sont également prises en compte si le projet va de l'avant.

Le Québec s'assurera que les plus hauts standards en matière d'intégrité du pipeline et de la sécurité des populations soient appliqués et mis en œuvre. Ainsi, à la lumière des consultations et des résultats de la révision globale du projet par l'Office national de l'énergie, le Québec évaluera la possibilité d'effectuer des démarches additionnelles pour s'assurer de la réalisation du projet, ce qui comprendra un mandat de vérification de la sécurité des équipements confié à une entité indépendante.

Le gouvernement compte sur la consultation publique qu'il engage pour recevoir des personnes et organismes intéressés leurs commentaires et recommandations concernant la mise en œuvre des trois principes retenus dans la gestion de la filière pétrole.

ANNEXE 1 : L'AUDIENCE PUBLIQUE DE L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE CONCERNANT LE PROJET ENBRIDGE

Enbridge a soumis sa demande auprès de l'Office national de l'énergie le 29 novembre 2012 pour le projet de la canalisation 9B. Celle-ci inclut des études environnementales, une évaluation d'ingénierie, une analyse économique et une consultation des parties prenantes.

Le 19 décembre 2012, l'Office a déterminé que la demande était complète et pouvait être évaluée. Il a décidé de tenir une audience publique qui comprend un volet consacré à la preuve écrite, une plaidoirie finale orale et une plaidoirie finale écrite.

Les modalités du processus d'audience ont été définies dans une ordonnance d'audience que l'Office a rendue le 19 février 2013 et dans les mises à jour procédurales.

À la suite de l'audience, l'Office doit rendre publique sa décision. Selon la loi, l'Office doit rendre une décision au plus tard le 19 mars 2014. La demande affectant le pipeline de la canalisation 9A, située en Ontario, a déjà eu l'approbation de l'Office le 27 juillet 2012.

❑ Principales étapes de l'audience publique de l'Office national de l'énergie

■ Journées portes ouvertes et séances d'information publiques

Ces séances se concentrent sur le déroulement du processus d'audience et expliquent comment y participer. Une telle séance d'information a été tenue à Montréal le 21 février 2013.

■ Liste des questions

Une liste des questions à examiner a été relevée par l'Office. Les éventuelles suggestions de modification de la liste devaient être déposées au plus tard le 21 mars 2013.

■ Participation à l'audience

Un formulaire de demande de participation doit être rempli pour toute personne intéressée. La date limite pour les demandes de participation était le 19 avril 2013.

■ Liste des parties et lettres de commentaires

L'Office a publié la liste des parties et la liste des auteurs de commentaires le 22 mai 2013.

■ Preuves écrites des intervenants et participants du gouvernement

Des intervenants ont déposé leurs preuves au plus tard le 13 août 2013.

■ Lettres de commentaires

Les auteurs de commentaires autorisés ont déposé leurs lettres au plus tard le 13 août 2013.

■ Contre-preuve d'Enbridge

Enbridge a déposé une contre-preuve le 17 septembre 2013.

Plaidoirie finale

L'Office national de l'énergie a tenu la partie orale des plaidoiries finales de l'audience aux dates et endroits suivants :

— Du mardi 8 octobre au vendredi 11 octobre 2013 au Palais des congrès de Montréal.

— Du mercredi 16 octobre au samedi 19 octobre 2013 au Palais des congrès du Toronto métropolitain.

Les intervenants ont pu également présenter une plaidoirie finale écrite le jeudi 3 octobre 2013.

Décision finale

Une décision est attendue au premier trimestre de 2014, au plus tard le 14 mars.

Liste des questions examinées par l'Office national de l'énergie

La décision de l'Office pour le projet Enbridge reposera sur l'examen des questions suivantes :

— la nécessité du projet proposé;

— les retombées commerciales possibles du projet proposé;

— le caractère approprié du tarif des règles et règlements ainsi que de la méthode de tarification proposée;

— les effets environnementaux et socio-économiques potentiels du projet proposé, y compris ceux causés par les incidents ou les défaillances pouvant survenir, et les effets environnementaux cumulatifs éventuels que sa réalisation est susceptible de causer;

— la conception technique et l'intégrité du projet proposé;

— les volets sécurité, sûreté et plans d'urgence associés à la construction et à l'exploitation du projet proposé, notamment la planification des interventions et la prévention des dommages causés par des tiers;

— la consultation des groupes autochtones et les effets potentiels du projet proposé sur les intérêts des populations autochtones;

— les activités de consultation et les effets potentiels du projet proposé sur les propriétaires fonciers qui sont touchés ainsi que sur l'utilisation des terres;

— les conditions dont devrait être assortie toute autorisation que pourrait accorder l'Office à l'égard du projet proposé dans le contexte des questions présentées ci-dessus.

ANNEXE 2 : CONDITIONS ÉVENTUELLES AUXQUELLES L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE POURRAIT SOUMETTRE LE PROJET ENBRIDGE

Le 30 septembre 2013, l'Office national de l'énergie a publié, selon sa pratique habituelle, l'ébauche des conditions dont pourrait être assortie une approbation éventuelle du projet. Ces conditions sont sujettes à changement des délibérations subséquentes de l'Office national de l'énergie. De plus, elles ne seraient pas applicables si l'Office national de l'énergie décidait de rejeter la demande.

❑ Une première série de conditions

Une première série de conditions se rapportent aux travaux de construction associés au projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement du volume de la canalisation 9. Ces conditions incluent :

— le dépôt d'un calendrier des travaux de construction et un tableau de suivi des engagements (permis, autorisations, approbations);

— la mise à jour du Plan de protection de l'environnement et un plan d'intervention en cas d'urgence sur le terrain qui comprendra les mesures qu'Enbridge devrait prendre en cas de déversement accidentel attribuable aux travaux de construction;

— la production, pendant les travaux de construction, de rapports d'étape mensuels sur l'avancement des travaux.

❑ Une deuxième série de conditions

Enbridge devrait également satisfaire à une deuxième série de conditions avant de pouvoir demander l'autorisation de mettre en service son oléoduc suite aux travaux de construction. Ces conditions incluraient :

— la mise à jour de l'évaluation technique du pipeline s'appuyant sur les inspections réalisées sur la canalisation en 2012 et 2013;

— la réparation de l'ensemble des défauts nécessaires en fonction des renseignements présentés dans la mise à jour de l'évaluation technique;

— la préparation d'un programme d'essais sous pression afin de réaliser des essais hydrostatiques;

— le dépôt du manuel du système de détection de fuites décrivant notamment la méthodologie et les systèmes employés pour détecter les fuites;

— un cadre de coordination de la protection de l'environnement et de l'intervention en cas d'urgence;

— la confirmation que le système d'arrêt d'urgence, y compris les sources d'énergie auxiliaires, de chaque installation entre Sarnia et Montréal, est conforme aux exigences des normes et règlements en vigueur;

— le dépôt du résultat du projet de mise à niveau du mécanisme de vannes de la canalisation 9. Enbridge devra prouver que le nouveau mécanisme respecte les normes en vigueur sur l'emplacement et l'espacement des vannes;

— le dépôt des résultats à jour de son étude de 2013 sur les risques géologiques;

— le dépôt d'un plan de gestion des fissurations, incluant un calendrier d'évaluation.

❑ Une troisième série de conditions

Une dernière série de conditions devront être respectées par Enbridge suivant l'autorisation de mise en service de la canalisation 9, notamment :

— les résultats de la vérification du bruit aux terminaux et stations de la canalisation 9, ainsi qu'un plan de réduction du bruit en respect des lignes directrices provinciales;

— le dépôt d'un plan de gestion des franchissements de cours d'eau qui illustre de quelle façon Enbridge gère de façon proactive les franchissements des cours d'eau;

— le dépôt d'un rapport détaillant les plus récents exercices d'intervention en cas d'urgence;

— un plan de gestion de l'intégrité à long terme pour atténuer et surveiller la corrosion et les défauts identifiés sur l'oléoduc, ainsi qu'une évaluation de la durée de vie restante de chaque tronçon.

ANNEXE 3 : PLAIDOIRIE DÉPOSÉE PAR LE GOUVERNEMENT DE L'ONTARIO DEVANT L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE À L'OCCASION DE L'AUDIENCE PUBLIQUE CONCERNANT LE PROJET ENBRIDGE

Le 17 octobre dernier, le sous-ministre adjoint aux Politiques d'approvisionnement, de transport et de distribution en matière d'énergie de l'Ontario, M. Rick Jennings, a présenté la plaidoirie finale du gouvernement de l'Ontario concernant le projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9, lors de l'audience sur le projet qui s'est déroulée à Toronto[4].

Le gouvernement de l'Ontario a reconnu que la nécessité du projet et la présence de bénéfices économiques et commerciaux a été démontrée. Il souligne que l'amélioration de la viabilité et de la compétitivité des raffineries du Québec est un enjeu important pour l'Ontario. Depuis la fermeture de la raffinerie de Petro-Canada à Oakville en Ontario, en 2005, une partie des produits pétroliers raffinés sont importés du Québec.

Cependant, le gouvernement de l'Ontario croit que des efforts additionnels sont nécessaires de la part d'Enbridge et que de nouvelles informations doivent être recueillies, avant que l'Office national de l'énergie n'approuve le projet.

À cette fin, le gouvernement de l'Ontario propose notamment à l'Office d'imposer les conditions suivantes à Enbridge :

— que soit réalisée une analyse indépendante par une tierce partie de l'évaluation technique et des installations connexes de l'oléoduc 9;

— que soit imposée la réalisation d'un test hydrostatique sur l'ensemble de l'oléoduc 9 avant que le projet ne soit autorisé et que les résultats de ce test soient pris en compte dans la décision de l'Office d'approuver ou non le projet;

— que la société dispose d'une couverture d'assurance d'un minimum d'un milliard de dollars américains afin qu'elle dispose des ressources nécessaires en cas d'accident, particulièrement dans les zones densément peuplées traversées par l'oléoduc – ce plan devrait être revu et modifié si nécessaire par l'Office à tous les cinq ans afin de s'assurer qu'il demeure adéquat;

— qu'Enbridge améliore sa planification pour répondre aux situations d'urgence et que la compagnie s'assure d'une action coordonnée avec les intervenants municipaux et provinciaux pour améliorer le temps de réponse et développer une culture de sécurité et de transparence afin de mieux protéger l'environnement et la santé humaine;

— que des exercices de préparation en cas d'urgence soient organisés annuellement avec toutes les municipalités intéressées;

— qu'Enbridge soumette annuellement un rapport sur l'opération de l'oléoduc 9, incluant des informations sur les fuites et les impacts environnementaux qui leur sont associés, sur les travaux de réparation et d'entretien, les excavations et les inspections réalisés, ainsi que les consultations publiques et les exercices de préparation en cas d'urgence effectués – ce rapport devra être facilement accessible au public sur Internet.

---

[4] Office national de l'énergie, OH-002-2013 Hearing Transcript Vol. 6 (A54815)

Québec

UN
QUÉBEC
POUR TOUS